

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**Facultad de Ingeniería Económica y Ciencias Sociales**



**EL MERCADO ASEGURADOR PERUANO:**

**EVALUACION DE PERDIDAS Y DETERMINACION  
DE SUMAS INDEMNIZABLES PARA LOS RUBROS  
DE DAÑO MATERIAL Y LUCRO CESANTE:**

**"EL CASO DEL OLEODUCTO NOR  
PERUANO RIO MARAÑON 1994**

**INFORME DE INGENIERIA PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ECONOMISTA**

**Rafael Eufemio Romero Herbozo**

**LIMA - PERU  
1999**

A mi madre, por todo el gran apoyo y esfuerzo desplegado para seguir mis estudios universitarios, hasta conseguir ser un buen profesional.

**BARRON AJUSTADORES & ASOCIADOS SCRL**

**EL PACIFICO PERUANO SUIZA, COMPAÑÍA DE**

**SEGUROS Y REASEGUROS**

**GERENCIA TECNICA**

**EL MERCADO ASEGURADOR PERUANO:**

**EVALUACION DE PERDIDAS Y DETERMINACION DE  
SUMAS INDEMNIZABLES PARA LOS RUBROS DE  
DAÑO MATERIAL Y LUCRO CESANTE; "EL CASO  
DEL OLEODUCTO NOR PERUANO RIO MARAÑON 1994"**

**INFORME TECNICO DE INGENIERIA**

**ELABORADO POR**

**RAFAEL ROMERO HERBOZO**

**GERENTE TECNICO**

**LIMA - PERU**

# INDICE

## **I. INFORME TECNICO**

- 1. Resumen del Informe Técnico**
- 2. Prólogo**
- 3. Introducción**
- 4. Marco conceptual del mercado asegurador nacional**
- 5. Del Contrato de Seguros**
- 6. Características de las instalaciones afectadas por el siniestro**
- 7. De las Circunstancias del Siniestro**
- 8. De la Definición de la cobertura.**
- 9. Cálculo de la pérdida y del monto indemnizable.**
  - 9.1. Daño Material**
  - 9.2. Lucro Cesante**

## **II. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- A. Conclusiones**
- B. Recomendaciones**

\*\*\*\*\*

## **PRESENTACION**

El informe de Ingeniería que estoy presentando, tiene por objeto principal lograr el título profesional de Ingeniero Economista, bajo la modalidad de experiencia profesional.

Se basa en el estudio y ajuste de un siniestro de Daños a la Tubería del Oleoducto Nor Peruano, hecho que ocurrió en el año de 1994; trayendo como consecuencia la suspensión de las actividades extractivas y de bombeo de crudos así como cierta paralización de las actividades productivas en las refinerías costeras.

Es decir, no sólo existía un daño material a la tubería del oleoducto, la misma que tenía que reemplazarse luego de un minucioso estudio de ingeniería y diseño de pipelines; sino que había que determinar el monto de la pérdida por concepto de Lucro Cesante y en sus dos componentes: pérdida de utilidad neta y pago de gastos estables, ya que la empresa había paralizado en cierto volumen sus actividades extractivas (obtención de crudos), productivas (refinados) y comercializadoras (ventas).

Este representa uno de los más importantes elaborados durante el ejercicio de mi profesión, significando un reto no sólo por sus peculiares circunstancias y características técnicas, sino por su complejidad.

Ello implicó la participación de un gran número de empresas nacionales e internacionales, especializadas en explotación de yacimientos petroleros, Ingeniería de Diseño, Contratistas de obras Civiles y otros, lo cual permitió finalmente a PETROPERU restituir la instalación siniestrada, reiniciar las actividades extractivas, productivas y finalmente evitar la pérdida de Lucro Cesante.

Dado lo extenso del informe original y el gran archivo de información disponible sobre el caso, sólo he considerado un apretado resumen que espero sea sumamente explicativo.

Debo destacar que el proceso de estudio del siniestro duró aproximadamente dos años y medio, periodo en el cual nos dedicamos prácticamente a tiempo completo al mismo, requiriendo incluso la contratación de varias firmas de consultoría en Ingeniería de Instalaciones Petroleras, obras civiles y otras, con el objeto de establecer las causas del siniestro, definir las medidas de urgencia para reducir la pérdida de Lucro Cesante y establecer los procedimientos de ingeniería más eficientes para volver a efectuar el tendido de la tubería siniestrada.

La complejidad de las operaciones inherentes a las actividad petrolera y sus altos costos, condicionaron un mayor despliegue de recursos técnicos humanos y materiales, así como una constante actitud analítica y toma de decisiones en el más breve plazo, en el contexto de contundentes elementos de juicio, tanto desde el punto de vista de las técnicas de las más diversas especialidades de la ingeniería, economía y contabilidad, como de la doctrina y el contrato de seguros.

En realidad, la experiencia profesional obtenida en este tipo de estudios por más de 20 años, nos permitió liderar y enfrentar con éxito el estudio y ajuste que nos había encargado la Compañía de Seguros EL PACIFICO PERUANO SUIZA S.A., cuyo objetivo era determinar la cobertura y las sumas a indemnizar por los conceptos de Daño Material y Lucro Cesante.

Para entonces, ya habíamos efectuado el estudio de alrededor de 8,500 siniestros de distintas características, habiendo manejado incluso un gran número de siniestros de PETROPERU, lo cual nos permitió una mejor visión de la complejidad del siniestro y sus implicancias, ya que conocíamos sus operaciones e instalaciones.

Por lo expuesto, agradezco la oportunidad que se me brinda para exponer el informe técnico y espero que tenga el mérito suficiente para los fines que espero conseguir.

## **RESUMEN DEL INFORME TECNICO**

Con fecha 30 de marzo del año 1994, el oleoducto Nor Peruano de propiedad de la empresa estatal PETROLEO DEL PERU S.A., fue afectado por un siniestro que destruyó parte del tramo ubicado en el cruce con el río Marañón (Selva norte del Perú - departamento de Loreto), a inmediaciones del lugar denominado 28 de Julio (Kilómetro 285 del Oleoducto), cerca al poblado de Saramiriza.

En aquella fecha, la empresa estatal producía el 100% de los combustibles usados por el país, siendo el oleoducto una de las principales fuentes de provisión de crudos desde la zona de explotación, hacia las refinerías ubicadas mayormente en la costa.

La ocurrencia del siniestro no sólo condicionó los daños materiales a un tramo del oleoducto, sino cierta paralización de las actividades productivas de las refinerías costeñas, con pérdidas consecuenciales de Lucro Cesante para la empresa y problemas de abastecimientos de combustibles al país.

Tanto las instalaciones de PETROPERU S.A., como las pérdidas de Lucro Cesante; se encontraban aseguradas en la póliza de Todo Riesgo número 2723, contratada



en la Compañía de Seguros y Reaseguros EL PACIFICO - PERUANO SUIZA S.A., razón por la cual se planteó el reclamo a su amparo.

Como de acuerdo a ley, la compañía aseguradora no puede ser juez y parte a la vez, procedió a nombrar a la firma Barron Ajustadores SCRL como los Ajustadores del siniestro; para su estudio, definición de cobertura y determinación de las sumas indemnizables, para los rubros de Daño Material y Lucro Cesante.

Esta empresa, para la cual trabajo desde hace 13 años, es una de las que goza de mayor prestigio en el ramo de seguros de Ingeniería, contando con diversas representaciones internacionales. Inició su participación en el estudio del siniestro en el mes de abril del año 1994, interviniendo el suscrito en calidad de Gerente Técnico como directo responsable de su ejecución.

El siniestro, por sus características catastróficas y el monto de las pérdidas que produjo en los rubros de Daños Materiales y Lucro Cesante, constituye uno de los mayores que afectó el mercado asegurador nacional en toda su historia, produciendo pérdidas que fueron finalmente indemnizadas por la Compañía de Seguros.

El estudio, como muchos otros de gran importancia que se nos ha encargado en los últimos años, tenía como objeto definir los siguientes aspectos:

a) **Establecer las características y circunstancias reales del siniestro**

Se debía definir si se trataba de un siniestro súbito e imprevisto, causado por un riesgo cubierto por la póliza.

Había que efectuar diversos estudios de ingeniería para descartar factores de fatiga y/o corrosión como causas del siniestro, excluidos de la cobertura. También debían descartarse actos de negligencia en la operación de la instalación.

b) **Diagnosticar la cobertura del siniestro por parte de la póliza**

Una vez definidas las circunstancias y características del siniestro, se establecería si se trataba de un hecho cubierto por la póliza (Riesgo Cubierto), consintiéndose el reclamo. Finalmente, se estableció que el siniestro fue producido por un hecho súbito e imprevisto, resultando indemnizable.

c) **Determinar el monto de las pérdidas para los siguientes rubros:**

\* **Daño Material**

Establecer el costo total de los procesos de reparación de la línea del oleoducto que resultó afectado por el siniestro, con el objeto de dejarlo en similares condiciones de operación a las que mantenía antes de la ocurrencia del siniestro, a fin de restablecer el flujo de traslado del

petróleo obtenido en las zonas de explotación directa, hacia las refinerías en Talara y Lima.

De esta manera, se reiniciarían las actividades normales de extracción / bombeo de petróleo crudo y la producción de gasolina y residuales en las diversas refinerías, cesando así el siniestro y sus pérdidas consecuenciales.

Para ello se efectuaron diversos estudios de ingeniería y de factibilidad económica, a fin de definir el método más eficiente y el menor costo posible para la reposición de la instalación afectada. En el ínterin, se tuvieron problemas de errores de diseño y técnicas de reemplazo de la tubería, con grave retraso del tiempo proyectado para la reparación.

\* **Lucro Cesante**

Calcular la pérdida que sufrió la empresa por concepto de Lucro Cesante, debido a la interrupción en sus actividades productivas y de ventas, al cortarse el flujo de petróleo desde los centros de explotación directa, hacia las refinerías en los rubros de:

- **Utilidad Neta**

Entendida como la disminución en las utilidades de la empresa, al interrumpirse el ritmo de producción y obviamente las ventas (menor volumen).

Aunque se tomaron medidas provisionales para reiniciar las tareas de bombeo del crudo, existió pérdidas de Lucro Cesante.

- **Gastos Estables**

Entendido como los gastos en los que debieron seguir incurriendo los asegurados, no obstante la interrupción de las actividades productivas.

En adición a estos rubros, se consideraron los Gastos Extraordinarios incurridos a fin de disminuir la pérdida de Lucro Cesante. Por ejemplo, se consideraron los gastos de traslado de petróleo vía el sistema de barcazas desde una orilla del río Marañón donde se produjo la fractura del oleoducto, hacia la otra orilla donde se recepcionaba el petróleo; para reiniciar el bombeo vía un sistema de emergencia que se había instalado. Ello permitiría reiniciar las actividades productivas, aunque sin lograr la escala normal.

Debemos resaltar que siempre se tuvo en perspectiva vía un minucioso estudio tecnológico y de costos, reducir racionalmente las pérdidas y coadyuvar un rápido proceso de reparación de las instalaciones afectadas.

## **CONCLUSIONES**

Finalmente, se llegó a las siguientes conclusiones:

- a) Se logró establecer que el siniestro fue producido por hechos de la naturaleza súbitos e imprevistos.

El río Marañón se había embalsado en uno de sus cauces debido a la presencia de cuerpos sólidos tales como piedras, palizada, ramas y otros, formando un dique natural; el que al romperse produjo un desembalse con tal fuerza que impactó violentamente contra la tubería del oleoducto, haciéndola inicialmente flexionar; hasta finalmente fracturarla en un tramo, condicionando la pérdida de miles de barriles de petróleo y la contaminación de la zona y el río, con daño ecológico.

- b) Tratándose de un hecho súbito e imprevisto, el siniestro se encontraba amparado por la póliza y las pérdidas consecuenciales resultaban indemnizables.
- c) Se descartaron factores de corrosión y/o desgaste normal como causas de la rotura, eventos excluidos de la cobertura, en base a estudios metalográficos y de calibración de espesores efectuadas por firmas americanas, especialmente contratadas para estos fines.

- d) A raíz del siniestro, se produjo la paralización de las actividades extractivas en las zonas de explotación directa y productivas en las diversas refinerías del país, con pérdida de utilidades para la empresa, teniendo que solventar todos sus gastos estables, aún estando paralizadas las tareas de producción y ventas.
- e) La compañía aseguradora vía el ajustador, tenía que evaluar estas pérdidas y establecer si resultaban indemnizables, siempre que estuvieran relacionadas con el siniestro.
- f) Finalmente, se definió el siguiente cuadro de pérdidas y sumas indemnizables a cancelar por la compañía aseguradora:

SECCION		AJUSTADO
I	PERDIDA CRUDO	393,392.00
II	INSTALACION PROVISIONAL	1'422,260.00
III	SISTEMA DE BARCAZAS	5'962,508.00
IV	REPOSICION DE SISTEMA	12'481,054.00
V	LUCRO CESANTE	688,318.00
		<b>20'947,532.00</b>
	<b>DEDUCIBLE</b>	<b>750,000.00</b>
	<b>RECUPERO</b>	<b>(60,000.00)</b>
	<b>INDEMNIZACION</b>	<b>US\$ 20'137,532.00</b>

- g) Definir las medidas a asumir por parte de los asegurados, a fin de evitar en lo posible hechos similares nuevos.

A raíz del siniestro, en el marco de nuestro informe final y recomendaciones, ante la solicitud de la compañía aseguradora; los asegurados mejoraron los

sistemas de defensa y estabilización de las tuberías del Oleoducto, no volviendo a ocurrir un siniestro similar hasta el mes de mayo del presente año, en que otro tramo fue afectado por el mismo evento pero en una zona distinta, en el contexto de las torrenciales lluvias que afectan al departamento de Amazonas, debido a la presencia del fenómeno conocido como La Niña.

## **PROLOGO**

El presente trabajo representa un extracto de la experiencia profesional lograda desde que egresé de las aulas de la Facultad de Ingeniería Económica y Ciencias Sociales de la Universidad Nacional de Ingeniería, con el que espero conseguir el título de Ingeniero Economista, en mérito a los esfuerzos desplegados por consolidarla y prestigiarla.

Esta experiencia profesional se logra en el contexto del mercado asegurador peruano e internacional, especializándome en el rubro de Ajuste de Siniestros y concretamente en el tema de análisis de pérdidas de Lucro Cesante, aunque siempre participé como una especie de coordinador general y responsable de los estudios, ya que los procesos de ajuste de siniestros son generalmente multidisciplinarios y por lo tanto requieren del concurso de un conjunto de profesionales de las más diversas especialidades, especialmente en Ingeniería, Economía y Contabilidad.

No obstante la carencia de tiempo, las urgencias y presiones laborales; el informe técnico que presento, representa un resumen de un caso práctico de ajuste de siniestros, que espero refleje este tipo de estudios poco conocidos en los



claustrros universitarios, colegios profesionales y público en general; no obstante que la industria del seguro constituye una valiosa reserva del patrimonio público y privado en caso de siniestros, ya que logra restituirla, contribuyendo así a sostener los procesos de desarrollo nacional.

Ello se ha evidenciado en los últimos años, a raíz de los hechos de terrorismo y fenómenos naturales como los del Niño, donde la industria aseguradora no sólo ha restituido los centros de producción, infraestructura vial, centrales hidroeléctricas y otros, sino que ha indemnizado las pérdidas derivadas de su paralización (Lucro Cesante).

El informe técnico final del siniestro, fue elaborado luego de más de dos años de su constante administración, permitiendo así indemnizar a una empresa peruana por más de US\$ 20'000,000.00, constituyendo una cifra récord en el mercado asegurador nacional.

Mi mayor anhelo es que el presente informe resulte explicativo respecto a la experiencia profesional que he logrado y que el respetable jurado examinador en acto de justicia, lo apruebe para los fines pertinentes.

## **INTRODUCCION**

El trabajo nos fue encargado por la compañía de seguros PACIFICO PERUANO SUIZA S.A. y tenía como **principal objetivo, determinar la pérdida y la suma indemnizable a cancelar a la empresa PETRO PERU S.A.**, por un siniestro que afectó las instalaciones del Oleoducto Nor Peruano, ya que ambas empresas tenían pactada una Póliza de Seguro contra Todo Riesgo con cobertura adicional de Lucro Cesante.

El proceso de determinar el monto de la pérdida y la suma indemnizable de los siniestros, es conocido en el mercado asegurador nacional y en el mundial como Ajuste de Siniestros.

En términos prácticos, este consiste en un proceso de estudio basado en normas preestablecidas legal y contractualmente, cuyo objetivo es calcular económicamente el monto de la pérdida y la suma indemnizable que debería cancelarse a los asegurados que fueron afectados por un siniestro.

En resumen, comprende los siguientes aspectos:

- 1) calcular el valor de los objetos asegurados antes de la ocurrencia del siniestro.
- 2) Examinar, investigar y determinar las causas conocidas o presuntas del siniestro.
- 3) Calificar, informar y opinar si el siniestro se encuentra amparado por las condiciones de la póliza.
- 4) Establecer el monto de las pérdidas o daños amparados por la póliza.
- 5) Señalar el importe que corresponde indemnizar con arreglo a las condiciones de las pólizas.
- 6) Establecer el Valor del Salvamento, para deducirlo de la cifra de daños ó su comercialización por la empresa de seguros.
- 7) Recomendar las medidas de previsión a fin de mejorar la calidad del riesgo ya sí evitar hechos similares.

Debo resaltar, que este trabajo se nos encomendó en mérito a la experiencia y prestigio conseguido en el mercado asegurador nacional sustentado en la atención de alrededor de 8,500 siniestros de distintas características,

relacionados con las más variadas actividades económicas, comerciales e industriales, recibiendo el constante apoyo de las empresas líderes en el mercado reasegurador mundial tales como la MUNCHENER RUCK MUNICH RE (sede Alemania)

Para efectuar este tipo de estudios; el ajustador debe contar con permiso de operación expedido por la Superintendencia de Banca y Seguros y estar inscrito en el Registro de Ajustadores, el mismo que se concede luego de la evaluación del respectivo curriculum vitae y un examen de sus capacidades profesionales.

Los elementos necesarios para efectuar un ajuste son como sigue:

- 1) Que exista previamente un contrato o compromiso de seguro (póliza).
- 2) Que se haya producido un siniestro. Es decir, es esencial la existencia de un daño que ocasione una pérdida.
- 3) Que el siniestro esté amparado en el contrato de seguros.

Los requisitos de todo proceso de ajuste son:

- \* Que sea metódico, es decir; que debe llevarse a cabo mediante ciertas pautas que circunstancialmente pueden variar de acuerdo a la naturaleza del siniestro.

- \* Que este sujeto a las normas preestablecidas por las partes y la ley.
- \* Que se lleve a cabo con capacidad técnica. Es decir que el ajustador debe conocer la cosa asegurada, o cuando menos debe asesorarse por profesionales especializados en la actividad del asegurado, al cual está ajustando el siniestro.
- \* Que su resultado sea convincente, demostrativo y que tanto el asegurador como el asegurado, queden totalmente convencidos y satisfechos de la labor realizada.
- \* Que sea justo y equitativo. El ajustador debe interpretar en muchos casos la póliza, a fin de determinar su espíritu y la intención de las partes involucradas, de tal suerte que no afecten sus intereses.

El método y práctica en todo proceso de ajuste, no guarda relación con un proceso de investigación científica como lo conocemos los Ingenieros Economistas; y más bien constituye un cúmulo de procedimientos y técnicas de carácter multidisciplinario, que aplicados al siniestro, permiten en el marco de la póliza y la doctrina de seguros, determinar y/o establecer la cobertura del siniestro y las sumas indemnizables a cancelar.

Los conocimientos profesionales del Ingeniero Economista, aportan mucho a este tipo de estudios; constituyendo un pilar del mismo, pero la línea maestra de este trabajo es definido por el contrato de seguros, que contiene un procedimiento y un mecanismo técnico económico para efectuar el proceso de valuación y de pérdidas y ajuste del siniestro.

Planteado de otra forma, el contrato de seguros señala la metodología y los procedimientos a seguir en el proceso de ajuste, a fin de establecer el monto de la pérdida y la suma indemnizable.

Los pasos que se siguen generalmente en todo proceso de ajuste, en términos resumidos; son como sigue a continuación:

- 1) Establecer si la persona que se presenta como reclamante tiene un contrato válido de seguros.
- 2) Establecer si la póliza describe propiamente la propiedad perdida, destruida o dañada.
- 3) Conocer si la pérdida se produjo después de que la póliza entró en vigencia y antes de su expiración.
- 4) Conocer si la pérdida fue producida por un riesgo cubierto en la póliza.

- 5) Establecer si la pérdida se produjo precisamente en el lugar o local descrito en la póliza.
- 6) Saber si ha ocurrido o mediado alguna circunstancia o hecho después de la pérdida que pudiera liberar de responsabilidad al asegurador.
- 7) Establecer el Valor Sano y la Pérdida.
- 8) Conocer si el interés del reclamante en la propiedad es total o parcial y, en este último caso, en qué proporción es dicho interés.
- 9) Esclarecer si se pretende reclamar propiedad no descrita en la póliza o que resultó afectada por un riesgo no cubierto (ampliación).
- 10) Establecer el monto por el cual sería responsable el asegurador, teniendo en cuenta que los límites de responsabilidad son:
  - a) El importe de la pérdida
  - b) El monto del seguro
  - c) La proporción de coaseguro
- 11) Conocer si hay otro seguro cubriendo la misma propiedad.

- 12) Saber si el asegurado ha cumplido con todos los requisitos de la póliza en caso de pérdida
- 13) Conocer a quién debe hacerse el pago de la indemnización.
- 14) Establecer si existe algún derecho para hacer válido contra tercero tendiente a recuperar todo o parte de la pérdida indemnizable.



# **I. MARCO CONCEPTUAL DEL MERCADO**

## **ASEGURADOR NACIONAL**

Con el objeto de presentar una visión global y contextual del escenario en que se realizó este trabajo y el respectivo informe técnico, a continuación presento de la manera más didáctica y resumida posible, una serie de conceptos, definiciones y el marco legal pertinente del mercado asegurador peruano:

### **1.1. Teoría Económica sobre el origen del Seguro**

El origen del seguro es un hecho económico y está ligado al desarrollo y la evolución del razonamiento económico del hombre primitivo, lo cual lo condujo a través de los siglos; a la formación de ciertas instituciones u organizaciones cuya evolución permitió definir no sólo las ideas fundamentales del seguro, sino generar las compañías de seguros.

El impulso de toda esta larga evolución se originó en la actividad económica del hombre, la que está destinada a satisfacer sus necesidades, las que se distinguen entre si por su urgencia o por su calidad. Para entenderlas en

términos prácticos, comida, vestido y alojamiento son las necesidades más primitivas e ineludibles, de los cuales depende la existencia humana.

El desarrollo y el perfeccionamiento de las artes manuales y la agricultura traen apareado un refinamiento y una mayor exigencia por parte del hombre para cubrir sus necesidades.

Al satisfacer en alguna medida sus necesidades básicas y no considerarlas tan perentorias, surge la aspiración a superar lo logrado: mejor comida, mejores vestidos y mejor alojamiento.

Este afán de superación constante es una característica humana.

Una vez alcanzadas ciertas metas, nace la apetencia o la necesidad de satisfacer nuevos objetivos.

Cuando las necesidades materiales han sido satisfechas en alguna medida, aparecen otras de carácter espiritual y cultural como la música, literatura, pintura, escultura y otros.

Este proceso culmina en nuestros días, cuando ingresamos totalmente a la sociedad de consumo, creando necesidades de diverso tipo incluso artificiales.

En el curso de esta evolución, el hombre percibe que existen acontecimientos futuros que puedan afectarlo y siente la necesidad de prevenirse contra ellos.

Este sentido de la previsión ante posibles acontecimientos desfavorables futuros, puede considerarse como el primer paso hacia la esencia misma del seguro.

Este deseo de previsión está determinado por el hecho de que el hombre y sus intereses, están continuamente amenazados por innumerables peligros.

Al tratar de satisfacer sus necesidades de previsión, el hombre tiene conciencia de dos hechos fundamentales: reconoce que le es simplemente imposible atender él todas sus necesidades futuras en forma suficiente, y que los medios no alcanzan para acumular reservas que le permitan enfrentar con suficiencia todos los inminentes peligros que se les presentan.

De otro lado, sabe que un gran número de existencias económicas (hombres o empresas), se hallan amenazadas por los mismos peligros y debe contar con la posibilidad de atender las mismas necesidades futuras que, sin embargo; no se sabe cuándo se presentaran, o si se presentaran realmente.

Estas circunstancias llevaron a la idea de unir estas existencias económicas amenazadas de manera similar, para prevenir en conjunto las necesidades futuras; de tal manera que los peligros que se presenten sea soportado por toda una colectividad, liberando de esta manera a sus integrantes de preocupaciones individuales.

Cuando este pensamiento se une al conocimiento de que las amenazas, aparentemente remotas, se realizan con cierta regularidad estadística; surge el seguro.

El eminente autor alemán ALFREDO MANES, llegó así a definir el seguro como **“aquel sistema por medio del cual un gran número de existencias económicas amenazadas por idénticos peligros, se organiza para atender mutuamente a posible necesidades financieras fortuitas y tasables”**.

Esta comunidad de entes económicos dio lugar en años posteriores a lo que hoy conocemos como las compañías de seguros.

Debemos resaltar la teoría económica sobre la naturaleza del seguro, defendida entre otros autores por ALFREDO MANES, ERVEST, BRUYL, HANS MOLLER E ISAAC HALPERIN.

Ellos sostienen que el seguro es una institución destinada, en base a un costo individual mínimo; a procurar considerables recursos financieros, obtenidos gracias a un gran volumen de asegurados, que permiten satisfacer necesidades eventuales de apreciables montos, previstas anteladamente en la póliza.

Tal acumulación de capitales se orienta a compensar las pérdidas en forma primaria, reponiendo los bienes destruidos; o en forma secundaria, entregando sumas de dinero equivalentes a los daños personales, reales o patrimoniales irrogados.

## **1.2. Definiciones más importantes inherentes al mercado asegurador**

### **1.2.1 Mercado Asegurador**

Conjunto de circunstancias que concurren en un determinado lugar, sector de actuación, conjunto de personas, etc. que interactúan en el proceso de oferta y demanda de servicios de coberturas de riesgos.

Los agentes más importantes del mercado asegurador son las Compañías de Seguros, los Corredores de Seguros y/o intermediarios que venden las coberturas indirectamente y los asegurados y/o consumidores directos de las coberturas otorgadas por las pólizas.

Para la formalización del seguro, las Compañías Aseguradoras suelen usar Peritos o Inspectores de Riesgos, que son personas naturales y/o jurídicas que califican el riesgo y proporcionan la información adecuada para la suscripción de la póliza.

Cuando ocurre el siniestro (riesgo contra el cual han contratado una póliza de seguros), las compañías aseguradoras solicitan el concurso de los Ajustadores de Siniestros, entes especializados en evaluar las pérdidas y determinar las sumas indemnizables.

### **1.2.2 Institución Aseguradora y/o Compañía de Seguros**

Puede ser definida, en síntesis, como la manifestación técnica y organizada de las iniciativas socio - económicas de compensación de riesgos, sustentada mayormente por empresas privadas.

La existencia del riesgo, junto con la reparación de las consecuencias dañosas que su ocurrencia pueda producir (siniestro), es el elemento básico que da razón de ser a la institución.

Los seguros privados son gestionados por entidades privadas, con quienes los asegurados contratan libremente, en general, las coberturas que les interesan, dentro de la más amplia gama de

posibilidades que estos seguros ofrecen, todas ellas destinadas a proteger intereses individuales.

### **1.2.3 El Riesgo**

En la terminología aseguradora, se emplea este concepto para expresar indistintamente dos ideas diferentes: de un lado, riesgo como objeto asegurado; de otro, riesgo como posible ocurrencia por azar de un acontecimiento que produce una necesidad económica y cuya aparición real o existencia se previene y garantiza en la póliza y obliga al asegurador a efectuar la prestación, normalmente indemnización, que le corresponde.

Este último criterio es el técnicamente correcto, y en tal sentido se habla de riesgo de Incendio o Muerte para aludir a la posibilidad de que el objeto o persona asegurada sufran un daño material o fallecimiento respectivamente.

### **1.2.4 Concepto de Seguro**

El seguro es una operación en virtud de la cual, una parte (el asegurado) se hace acreedor, mediante el pago de una prima, de una prestación que habrá de satisfacerle la otra parte (el asegurador), en caso de que se produzca un siniestro.

### **1.2.5 Objeto del Seguro**

En un sentido amplio, el objeto del seguro es la compensación del perjuicio económico experimentado por un patrimonio, a consecuencia de un siniestro.

El objeto en su función contractual es el bien material afecto al riesgo sobre el cual gira la función indemnizatoria.

Es tan grande la importancia de este elemento del contrato, que la clasificación del seguro generalmente admitida agrupa a las diversas modalidades de cobertura en función de los objetos asegurados; en este sentido, se habla de seguros de Riesgos Personales, Riesgos Agrícolas, Riesgos Patrimoniales, etc.

En los seguros Personales, el objeto está constituido por la propia persona humana sometida al riesgo de muerte, accidente o enfermedad que, a su vez, puedan dar motivo a incapacidades permanentes o parciales.

En los seguros Agrícolas, el objeto se halla representado por las explotaciones agrarias, pecuarias o forestales afectas al riesgo de heladas, incendio, etc.



En los seguros Industriales, el objeto lo integran las propiedades comerciales e industriales, sobre las cuales pesan la eventualidad de posibles daños de muy diversa naturaleza (incendio, pérdida de beneficios, rotura de maquinaria, etc.).

#### **1.2.6. Contrato de Seguros y /o Póliza**

Es el documento o póliza suscrito con una entidad de seguros, en el que se establecen las normas que han de regular la relación contractual de aseguramiento entre ambas partes (asegurador y asegurado), especificándose sus derechos y obligaciones respectivas.

Desde el punto de vista legal, el contrato de seguros es aquel por el que el asegurador se obliga, mediante el cobro de una prima y para el caso que se produzca el evento cuyo riesgo es objeto de cobertura, a indemnizar, dentro de los límites pactados, el daño producido al asegurado.

#### **1.2.7 Elementos Responsables del Contrato de Seguro**

##### **a) Asegurador**

Es la persona jurídica que, mediante la formalización de un contrato de seguros, asume las consecuencias dañosas producidas por la realización del evento cuyo riesgo es objeto de cobertura. Es sinónimo de entidad aseguradora.

**b) Contratante o tomador**

Es la persona que suscribe con una entidad aseguradora una póliza o contrato de seguro y se obliga al pago de la prima.

**c) Beneficiario**

Persona designada en la póliza por el asegurado o contratante como titular de los derechos indemnizatorios que en dicho documento se establecen.

**d) Asegurado**

En sentido estricto, es la persona que en si mismo o en sus bienes o intereses económicos está expuesta al riesgo.

**e) Corredor de Seguros**

Es el típico vendedor de seguros, intermediario por excelencia entre las compañías de seguros y los asegurados, el que a su vez presta servicios de asesoramiento para pactar las coberturas en las pólizas.

**1.2.8 Ajustador**

El Ajustador es en realidad una persona natural ó jurídica autorizada para operar como tal por la Superintendencia de Banca y Seguros, al cual se le asigna un registro, luego de un serio proceso de evaluación

de sus capacidades profesionales, éticas y morales, el cual no siendo parte involucrada en un contrato de seguros, debe intervenir a fin de diagnosticar la cobertura de un siniestro, calcular la pérdida y la suma indemnizable que deberá cancelar la compañía aseguradora a sus clientes que sufran siniestros.

### **1.2.9 Ajuste de Siniestros**

El proceso de evaluación de la pérdida y el cálculo de las sumas indemnizables para los siniestros, es conocido en la jerga técnica del mercado asegurador mundial como Ajuste de Siniestros.

Este consiste, en términos prácticos; en un proceso de estudio basado en normas pre-establecidas legal y contractualmente, cuyo objetivo calcular es económicamente el monto de la pérdida y la suma indemnizable que deberá cancelarse a los asegurados que fueron afectados por un siniestro.

Los estudios y/o ajustes de siniestros son encargados obviamente por las compañías de seguros, de común acuerdo con los Corredores de Seguros (Asesores de los asegurados); a fin de cumplir con sus obligaciones en caso de siniestros, pactadas en las pólizas suscritas con sus asegurados, mediante las cuales otorgan coberturas para diversos tipos de riesgos.

Por disposición de la Superintendencia de Banca y Seguros (Ley General del Sistema Financiero y del Sistema de Seguros) y por razones éticas obvias, los estudios de los siniestros son encargados a los Ajustadores de Siniestros (capítulo III, subcapítulo I - Ajustadores de Siniestros), ya que las compañías de seguros no pueden ser juez y parte a la vez.

#### **1.2.10 REASEGURO**

Instrumento técnico del que se vale una entidad aseguradora, para conseguir la compensación estadística que necesita, igualando u homogeneizando los riesgos que componen su cartera de bienes asegurados mediante la cesión de parte de ellos a otras entidades. En tal sentido, el reaseguro sirve para distribuir entre otros aseguradores los excedentes de los riesgos de más volumen, permitiendo el asegurador directo (o reasegurador) operar sobre una masa de riesgos aproximadamente iguales, por lo menos si se computa su volumen con el índice de intensidad de siniestros. También a través del reaseguro se pueden obtener participaciones en el conjunto de riesgos homogéneos de otra empresa y, por lo tanto, multiplicar el número de riesgos iguales de una entidad.

Las clases de reaseguro son como sigue:

a) **Por razón de su obligatoriedad:**

Reaseguro obligatorio, reaseguro facultativo y reaseguro obligatorio facultativo.

b) **Por razón de su contenido:**

Reaseguro cuota-parte y reaseguro de excedente.

### **1.2.11 REASEGURADOR**

Entidad que otorga o acepta una cobertura de reaseguro.

### **1.2.12 DAÑO**

Pérdida personal o material producida a consecuencia directa de un siniestro.

### **1.2.13 DAÑO MATERIAL**

El que afecta a los bienes o patrimonio de una persona.

### **1.2.14 SINIESTRO**

Es la manifestación concreta del riesgo asegurado, que produce uso daños garantizados en la póliza hasta determinada cuantía. Siniestro es, pues, un acontecimiento que, por originar unos daños concretos previstos en la póliza, motiva la aparición del principio indemnizatorio,

obligando a la entidad aseguradora a satisfacer, total o parcialmente, al asegurado o a sus beneficiarios, el capital garantizado en el contrato.

#### **1.2.15 LUCRO CESANTE**

Ganancia o utilidad dejada de percibir y que se mide por la que se hubiera obtenido en caso de no haberse producido las circunstancias que lo han causado y consiste en el daño negativo que se produce por el no aumento del patrimonio del acreedor a consecuencia de la ganancia que se ha dejado de percibir por causa de la actuación del deudor.

### **1.3. MARCO LEGAL DEL MERCADO ASEGURADOR NACIONAL**

El mercado asegurador nacional está regulado por la ley de Banca y Seguros, la misma que consigna cierta normatividad de funciones, deberes y obligaciones de los entes involucrados (Ley número 26702).

De acuerdo con esta ley artículo 138 - Operaciones en general, las empresas de seguros y reaseguros pueden realizar todas las operaciones, actos y contratos necesarios para extender coberturas de riesgos o para emitir pólizas de caución, incluyendo las operaciones de cesión o aceptación de reaseguro de ser el caso. También podría otorgar créditos a los asegurados para el pago de sus primas de seguros.

De acuerdo con el artículo 319 - Asociaciones de Empresas de Seguros, estas podrán asociarse entre sí, constituyendo personas jurídicas cuyo único objeto sea formar sistemas de reaseguro, en condición de cedentes y reaseguradoras, sobre todos o algunos ramos de seguros, previo permiso de la Superintendencia de Banca y Seguros.

De conformidad con el artículo 322 - Autonomía de los Contratos de Seguro y Reaseguro, el contrato de seguros, no subordina las relaciones que emanan del contrato de seguros. En consecuencia, el pago de un siniestro derivado del contrato de seguro, no puede quedar condicionado a las relaciones existentes entre la empresa de seguros y el reasegurador.

En el artículo 323 - Reaseguros, las empresas de seguros pueden contratar libremente reaseguros en el país o en el extranjero, sujetándose a las negociaciones que dicte la Superintendencia.

En el artículo 326 - Condiciones y Contenidos de las Pólizas, se señala claramente que las condiciones de las pólizas y las tarifas responden al régimen de libre competencia en el mercado de seguros. Deben establecer las condiciones de las coberturas y deben observar los requisitos siguientes:

- \* Su contenido debe ajustarse a las disposiciones legales que normen el contrato de seguros.

- \* Las condiciones generales, particulares y especiales de la póliza han de ser redactadas en lenguaje fácilmente comprensible.
  
- \* Los amparos básicos y las exclusiones deben figurar en caracteres destacados.
  
- \* Señalar el monto de la prima.

En el artículo 329 - Cobertura del Seguro, se señala que esta tiene vigencia de un año y se inicia con la aceptación de la solicitud del asegurado por parte de la compañía de seguros.

En el artículo 332 - Siniestros, se señala que las indemnizaciones que se paguen directamente a los asegurados, beneficiarios y /o endosatarios, deberán efectuarse en un plazo no mayor a treinta días siguientes de consentido del siniestro.

Se entiende consentido el siniestro, cuando la compañía aseguradora aprueba o no ha rechazado el convenio de ajuste firmado por el asegurado en un plazo no mayor a diez (10) días contados desde su suscripción. En caso de que el asegurado no esté de acuerdo con el ajuste consignado en el convenio, podrá solicitar un nuevo ajuste en un plazo no mayor a 30 días.



En el capítulo IV - Intermediarios de Seguros, artículo 335 - Corredores de Seguros y Reaseguros, se comprende en la denominación de intermediarios de seguros a los corredores de seguros y de reaseguros.

La Superintendencia autoriza y regula el ejercicio de las actividades de los intermediarios y lleva un registro de ellos, en el que se precisa los servicios de los ramos de seguros en los que cada uno puede operar.

Para la intermediación de seguros de empresas del exterior, serán aplicables las regulaciones de carácter general que dicte la Superintendencia.

Sus funciones y deberes son (artículo 338):

- 1) Intermediar en la contratación de seguros
- 2) Informar a la empresa de seguros, en representación del asegurado, sobre las condiciones del riesgo.
- 3) Informar al asegurado o contratante del seguro, en forma detallada y exacta, sobre las cláusulas del contrato.

- 4) Comprobar que la póliza contenga las estipulaciones y condiciones según las cuales se cubre el riesgo.
- 5) Comunicar a la empresa de seguros cualquier modificación del riesgo que demande a su vez variar el monto de la cobertura.

En el artículo 343 - Funciones del Ajustador de Siniestros, se señalan claramente sus funciones como son:

- 1) Estimar el valor de los objetos asegurados antes de la ocurrencia del siniestro, en el caso de que éste se encontrase cubierto por la póliza.
- 2) Examinar, investigar y determinar las causas conocidas o presuntas del siniestro.
- 3) Calificar, informar y opinar si el siniestro se encuentra amparado por las condiciones de la póliza.
- 4) Establecer el monto de las pérdidas o daños amparados por la póliza.
- 5) Señalar el importe que corresponde indemnizar con arreglo a las condiciones de la póliza.

- 6) Establecer el valor del salvamento para deducirlo de la cifra de daños, o su comercialización por la empresa de seguros.

El peritaje del ajustador no obliga a las partes y es independiente a ellos.

Los contratos de seguros están debidamente normados por el Código de Comercio.

La sección octava de este Código trata sobre los contratos de seguros en general, contrato de Seguros contra Incendio, contratos de Seguros sobre la Vida, Transporte Terrestre y otras clases de seguro.

#### **1.4. MERCADO ASEGURADOR NACIONAL**

El mercado asegurador nacional está compuesto por 17 Compañías de Seguros, de las cuales 11 se dedican a Ramos Generales y Vida, 4 a Vida y 2 a Ramos Generales.

Existen alrededor de 350 intermediarios de seguros entre personas naturales y jurídicas. Vienen operando alrededor de 80 ajustadores entre personas naturales y jurídicas.

Al 31 de diciembre de 1998, las primas del sistema de seguros ascendieron a S/. 1,698'000,000.00, incrementándose en 13.6% respecto al año anterior.

No obstante ello, para el presente año se espera que el mercado asegurador refleje también un crecimiento moderado en lo correspondiente a Ramos Generales y un mayor crecimiento en los Ramos de Vida.

Debemos resaltar que el primaje obtenido por las compañías aseguradoras representa un 1.5% del Producto Bruto Interno Nacional, cifra aún insignificante con relación a otros países de Latinoamérica y el mundo.

Por ello es que las aseguradoras nacionales están elaborando nuevos productos y están coadyuvando el incremento de la cultura aseguradora en la población y las autoridades del estado, ya que la industria aseguradora constituye una valiosa reserva del patrimonio de las personas y empresas, contribuyendo así al desarrollo nacional.

## **II. CARACTERISTICAS DE LAS INSTALACIONES**

### **AFECTADAS POR EL SINIESTRO.**

#### **EL OLEODUCTO**

##### **Generalidades**

El Oleoducto Nor-Peruano, ha sido diseñado para el transporte de crudo de la Selva a la Costa del Perú. En su recorrido, pasa por las tres regiones naturales del país ; esto es Costa, Sierra y Selva.

Su construcción que cumple con rígidas normas de Ingeniería, ha incorporado los mas modernos equipos en su género y los métodos normales de trabajo para este tipo de obras.

El sistema actual, consta de 6 Estaciones de Bombeo y una línea de tubería, con una longitud de diseño de 852.4 Km., de los cuales 303.4 Km. son de tubería  $\varnothing$  24" y 549.0 Km. de tubería de  $\varnothing$  36", con una capacidad nominal de transporte de 200 MB/D en esta primera etapa.

El Oleoducto se inicia en San José de Saramuro, Estación de Bombeo inicial, recorre 303.4 Kms. con tubería de  $\varnothing$  24" sobre terreno plano y pantanoso, hasta llegar a Estación 5, en donde se incrementará los flujos de bombeo con crudo de otros yacimientos. De este punto, la línea sigue con tubería de  $\varnothing$  36" por terrenos de selva media-alta, de topografía movida-ondulada, hasta la zona de Sierra, donde las bombas de Estación 9 impulsan al petróleo para rozar la Cordillera de los Andes en el Paso de Porculla a 2,400 mts. sobre el nivel del mar.

A partir de este punto, el petróleo cae por gravedad en la parte Occidental de la Cordillera, donde se ha previsto una Estación de Alivio cercana al Pueblo de Olmos para controlar cualquier sobre presión que pudiera producirse.

Luego ingresa a la zona de desierto de la Costa Peruana, hasta el Muelle Terminal de Bayovar, en donde se embarcará en buques - tanques para su despacho.

## **2.1 Características de las Instalaciones**

### **2.1.1 Ubicación**

El Oleoducto Nor-Peruano, se encuentra ubicado en la zona Norte del País, entre los paralelos 4 y 6 de latitud sur y los meridianos 75 y 81. La Estación Recolectora inicial está ubicada en San José de Sarumuro, a orillas del Río Marañón en la Selva Peruana, a 200 Km. Al sur-oeste de la ciudad de Iquitos. De este punto se inicia el tendido de la línea

que llega hasta la terminal de Bayovar a la Bahía de Sechura a 90 Km. al Sur Oeste de la Ciudad de Piura.

En su recorrido, cruza los Departamentos de Loreto, Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura, con una longitud total de diseño de 856.24 Km. (ver Plano N° 1).

La ubicación de los yacimientos petrolíferos en la Selva, el cruce de la Cordillera de los Andes a través del Paso Porculla y la sección del área de Bayovar para la terminal marítima, fueron los elementos principales que definieron la ubicación del Oleoducto.

Otros de los factores que influyeron en su ubicación fueron los siguientes: perfil hidráulico, planeamiento logístico, aspectos constructivos, análisis económicos, ubicación de las estaciones de bombeo y relevamiento de la ruta.

La ruta escogida para la construcción del Oleoducto Nor-Peruano atraviesa algunos de los terrenos y condiciones más variados que se hayan tomando en consideración jamás para la construcción de un Oleoducto, ya que incluye zonas geográficas muy difíciles y condiciones climáticas extremas. Pese a las restricciones impuestas por el terreno, tanto la ruta seleccionada como los métodos de

construcción que se han contemplado son considerados como técnicamente factibles y en el contexto de las prácticas comunes de construcción.

### **2.1.2 Descripción de la Ruta**

El Oleoducto, se inicia en la Estación N° 1, estación recolectora inicial, cerca del Pueblo de San José de Saramuro. Desde allí se dirige hacia el Oeste a través de la Selva (pantanos, selva virgen y bosque tropical denso) corriendo paralela a la orilla Norte del Río Marañón hasta la vecindad del Puerto Delíos, donde atraviesa el río.

Después de atravesar el Río Marañón, sigue hacia el Oeste para atravesar la primera cadena de montañas, los Cerros Campanquiz. La tubería sigue entonces hasta el Río Nieva y continúa hacia el Sur a la Quebrada de Chiangos, donde atraviesa el Río Nieva.

Desde este cruce, la ruta sigue en una dirección Sudoeste hasta un punto donde comienza a correr paralela a la carretera que se está construyendo desde Mesones Muro hasta Bagua. La ruta corre paralela a esta carretera hasta la confluencia del Río Chinchipe y el Río Marañón donde voltea hacia el Sudoeste a través de terreno abierto hasta un segundo cruce del Río Marañón. Cruzando el Río Marañón justo al Oeste del Aeropuerto de El Valor, el Oleoducto continúa a



través de una cordillera de poca altura y entra al valle del Río Chamaya en el pueblo de Chamaya. Desde Chamaya la ruta sigue, primeramente el cañón del Río Chamaya y luego el cañón del Río Huancabamba hasta la Quebrada de Hualapampa, donde voltea hacia el Oeste. Siguiendo diversos cañones, el Oleoducto asciende las abruptas laderas orientales de la cordillera de Los Andes hasta que llega a la cima en el Paso de Porculla a una elevación de 2,400 mts. Desde la cima, el Oleoducto desciende por la ladera occidental, voltea hacia el Noroeste entre sienas, atraviesa el Río Blanco y el Río Tacto é intercepta a la carretera Panamericana al Norte de Olmos. Después de atravesar la carretera Panamericana, la ruta corre hacia el Oeste a través del Desierto de Sechura hasta llegar al terminal marítimo de Bayovar en la Costa del Pacífico.

## **2. 2. Características del Diseño**

### **2.2.1 Características Básicas**

El Oleoducto Nor-Peruano se puede dividir en dos sistemas independientes, considerando los diámetros de la tubería y la función de las estaciones de bombeo.

Un primer sistema, puede ser el comprendido entre Estación 1 y Estación 5, con un caudal nominal inicial de 70 MB/D y tubería de

Ø24" con espesor de paredes de 0.250", salvo los cruces de ríos, donde se ha usado tubo de 0.500" de espesor de pared.

El segundo sistema, sería el comprendido entre Estación 5, estación recolectora intermedia y la terminal de Bayovar. Se ha considerado un caudal nominal inicial de 200 MB/D y tubería de Ø36" con espesores de pared que varían desde 0.312" hasta 0.875" según el perfil hidráulico del sistema.

Este diseño se basa en la necesidad de recepción y transporte de petróleo crudo desde las instalaciones colectoras en las Estaciones 1 y 5 en la Selva, hasta el terminal marítimo de Bayovar.

Los Caudales nominales de diseño se han fijado como sigue

	Diámetro de la tubería	Caudales Nominales			
		<u>M<sup>3</sup>/HR</u>	<u>Inicial</u> (MB/D)	<u>M<sup>3</sup>/HR</u>	<u>Final</u> (MB/D)
Estación 1 a Estación 5	24"	464	(70)	1,656	(250)
Estación 5 a Bayovar	36"	1,324	(200)	3,312	(500)

En la estación colectora inicial (Estación N° 1) el petróleo crudo se recibe y almacena en tanques de 20,000 cúbicos a mayor volumen. Esta estación y otras a lo largo del sistema, están equipadas con bombas principales de línea impulsadas por turbina de gas y

generadores impulsados por turbina de gas. El petróleo crudo fluyó desde la Estación N° 1 hasta la Estación colectora intermedia N° 5 a través de un oleoducto de 24”.

La Estación colectora Intermedia N° 5, incluye 4 tanques de 22,380 metros cúbicos para recibir tanto el petróleo crudo de PETROPERU como el que se reciba de otros contratos de compañías petroleras en la selva peruana. Desde esta estación los volúmenes a transportar previstos requieren el aumento del tamaño del Oleoducto a 36 pulgadas.

El caudal inicial del sistema se mantiene a lo largo del Oleoducto mediante seis estaciones de bombeo, a saber las Estaciones números 1,5, 6, 7, 8 y 9.

La Estación N° 9, que está ubicada en la ladera oriental de los Andes, produce la presión necesaria para bombear el caudal del petróleo crudo pasando la montañas a una altura de 2,400 metros.

Se ha provisto una estación de alivio próxima al pie occidental de las montañas, para proteger a la tubería principal en caso que el caudal fuere detenido en forma inadvertida, por el cierre inadecuado de una válvula principal de línea. En esta estación, las válvulas sensoras de presión y los tanques de almacenamiento; ofrecen la posibilidad de

desviar el caudal para evitar sobrepresiones en la tubería principal, debido a presiones estáticas elevadas

El sistema del Oleoducto termina en el puerto costero de Bayovar. Esta instalación comprende tanques de almacenamiento de 22,380 metros cúbicos y un muelle de carga marítimo capaz de atender buques tanques de hasta 250,000 toneladas brutas de desplazamiento.

### **2.2.2 Criterios de Diseño**

El sistema del Oleoducto Nor-Peruano incorpora los equipos más modernos y su diseño cumple con rígidas normas de ingeniería

Las bombas y generadores impulsados por una turbina de gas responden al concepto de unidad compacta, para facilidad de sus instalaciones y mantenimiento. Estas unidades ofrecen la ventaja adicional de ser capaces de utilizar petróleo crudo tratado como una de las fuentes de combustible.

Las playas de tanques en las Estaciones 1, 5 y Bayovar, han sido diseñadas para las siguientes capacidades de almacenamiento, basadas en los caudales iniciales previstos.

Playa de tanques Estación 1

4 días

Playa de tanques Estación 5	4 días
Playa de tanques Bayovar	10 días

En cada playa de tanques bombas auxiliares y válvulas del colector de distribución permiten el llenado, transferencia y/o drenaje simultáneas de tanques. El control de caudal del petróleo crudo se logra mediante medidores de caudal en las Estaciones N<sup>o</sup>s. 1 y 5. Las válvulas principales ubicadas en estaciones y playas de tanques son operativas con motor eléctrico para facilitar las operaciones.

La tubería principal se ha especificado y fabricado con un límite de fluencia de 52,000 PSI. Los espesores de pared de los tubos de diámetro externo de 24 pulgadas y 36 pulgadas, varían de 0.250 pulgadas hasta 0.875 pulgadas según lo dicten el gradiente hidráulico y las condiciones de construcción. Dispositivos adicionales de seguridad del Oleoducto, incluyen la instalación de un tanque de alivio y de sistema de alivio en cada instalación aguas abajo de las Estaciones N<sup>o</sup> 1, para protección contra altas presiones accidentales.

El terminal de Bayovar es comparable favorablemente a cualquier instalación de carga de petróleo crudo que se haya diseñado

recientemente en el mundo. Desde la zona de almacenamiento, el petróleo crudo puede pasar a los buques tanques amarrados a razón de 15,900 metros cúbicos por hora. El caudal del petróleo crudo a los buques tanques es controlado por cuatro medidores a turbina que ofrecen una gran flexibilidad para la medición precisa de los caudales requeridos durante las operaciones de amarre y los brazos de carga de control remoto minimizan el tiempo de ingreso, carga y partida de los buques que transportan petróleo crudo.

El régimen de flujo por gravedad puede ser descrito como el medio "natural" de disipación de la energía potencial del fluido, que no se necesita. El líquido en la tubería viaja meramente a una velocidad que es proporcional a la pendiente del perfil en ese punto. Al hacerlo aumenta la pérdida de carga para esa sección de la línea.

Cuando la velocidad excede la velocidad normal de "Sección llena" al área del flujo de la Sección decrece y la línea escurre solo parcialmente llena.

En concordancia con este concepto, el Oleoducto Nor-Peruano operará según el concepto de régimen de flujo por gravedad (sección parcialmente llena) aguas abajo del punto más elevado.

### **2.2.3 Sistema de Bombeo**

El sistema está construido por 6 Estaciones de Bombeo para garantizar el flujo de diseño.

La Estación 1, ubicada en San José de Saramuro, es la estación recolectora inicial. Ha sido construida sobre un relleno de arena sobre terreno pantanoso. Sus instalaciones principales están cimentadas sobre pilotes de acero que garantizan su estabilidad.

El equipo principal con que cuenta la estación, está constituido por un manifold de entrada, equipado con válvulas motorizadas, 3 tanques de almacenamiento de 20,000 m<sup>3</sup>, 2 bombas booster de refuerzo, 2 filtros y medidores de flujo, 2 turbinas de gas y bombas principales de 1500HP c/u, 1 equipo de bombas y tanque sumidero, 1 equipo para lanzamiento del rascatubos, 1 sistema de tanque de combustible, pozo de quema y sistema contra incendio, equipo de turbo-generadores é instalaciones de mantenimiento y control.

Estación 5 está ubicada en el kilómetro 303.4 del Oleoducto, cerca al pueblo de La Vista, ha sido construida sobre terreno natural con capacidad de cimentación. Está diseñada como estación recolectora intermedia y su equipo principal está constituido por un manifold de válvulas motorizadas tres bombas de refuerzo (booster), dos equipos de filtro y medidores, un sistema y tanque de alivio, 3 turbinas a gas y bombas principales de 3,000HP c/u, un equipo de bomba tanque sumidero, equipo de recepción y lanzamiento de rascatubos, 4 tanques de almacenamiento de 22,380 m<sup>3</sup>, equipo de turbo-generadores, equipo contra incendio e instalaciones de mantenimiento y control.

Estación 6 está ubicada en el kilómetro 419.2 del Oleoducto, cerca al pueblo de Kudzu Grande, ha sido construido sobre terreno natural con capacidad de cimentación. Está diseñado como estación intermedia y su equipo principal cuenta con un sistema y tanque de alivio, 2 turbinas a gas y bombas principales de 3,000 HP, un sistema de bomba y tanque sumidero, sistema y tanques de combustible, sistema de protección contra incendios é instalaciones de mantenimiento y control.

Estación 7, sigue el mismo sistema de diseño que Estación 6, con la diferencia de contar con un sistema de envío y recepción de rascatubos. Está ubicada en el km. 517.6 del Oleoducto, cerca al pueblo de Bagua.



Estación 8, está ubicada en el kilómetro 592.4 del Oleoducto, cerca al pueblo de Pucará. Su diseño sigue el mismo criterio y equipamiento que Estación 6.

Estación 9, está ubicada en el kilómetro 647.2 del Oleoducto, cercana al pueblo Guabal y ha sido edificada sobre terreno natural con capacidad de cimentación. Está equipada con un sistema y tanque de alivio, sistema de recepción y lanzamiento de rascatubos, 5 turbinas a gas y bombas principales de 3,000 HP tanque y bombas sumidero, sistema y tanques de combustible, equipos de protección contra incendio ó instalaciones de mantenimiento y control.

Todas las estaciones cuentan con instalaciones de vivienda para el personal que las opera. En la línea se ha instalado válvulas de control y sistemas de seguridad en los cruces de ríos, entradas a las estaciones y puntos principales.

La estación terminal de Bayovar está ubicada en la bahía de Sechura y el muelle de carga en las inmediaciones de Punta Bappo. El equipo principal de la estación terminal está constituida por una trampa para recepción de rascatubos, un sistema y tanques de alivio, un manifold de entrada accionado con válvulas motorizadas y sistema de transferencia entre tanques, playa de tanques con tanques de 22,380

m<sup>3</sup>, un sistema de medidores y medidor de prueba con 4 equipos independientes, un tanque de ballasto, un sistema y tanques de combustible, un estanque para ballasto, un sistema y equipo contra incendio, edificio de mantenimiento y control y vivienda para el personal de operación.

El muelle de carga está constituido básicamente por el espigón que llega al muelle con una tubería de Ø 42" para crudo y tuberías de retorno, ballasto, etc..., el muelle de carga mismo con capacidad para recibir buques tanques hasta de 250,000 toneladas, 4 brazos de carga, 2 de crudo y 2 de crudo y ballasto, un tanque sumidero, un edificio de control y un sistema de equipo contra incendio que incluye un sistema de espuma.

#### **2.2.4 Comunicaciones y Control**

Se ha diseñado un sistema de comunicaciones y control de funciones múltiples. Se utilizara repetidoras de microondas para vincular todas las instalaciones para el tráfico de teletipo y de voz para facilitar el control remoto de las operaciones del Oleoducto.

La instalación permite que los operadores en la Estación Colectora N° 1, supervisen las operaciones a lo largo de la sección de tubería de 24 pulgadas. Los operadores en el centro de control en la Estación N° 5,

supervisan las operaciones de aquellas partes del sistema entre la Estación N° 5 y la terminal de Bayovar.

El personal de Bayovar controla mediante control remoto la playa de tanques, los medidores y las instalaciones de carga del muelle marítimo.

El sistema está compuesto por 18 instalaciones con un equipo principal compuesto de : torres, antenas prefabricadas, cabinas, equipo electromecánico y electrónico, cables y conexiones y cercos de protección.

#### **2.2.5 Mantenimiento**

Cada instalación dentro del sistema está equipada para efectuar trabajos menores de mantenimiento en el equipo asignado ó instalado. Centros de mantenimiento mayores, en las Estaciones números 1, 7 y Bayovar están equipados para llevar a cabo el mantenimiento mayor del Oleoducto, equipos de estaciones de bombeo y vehículos asignados.

#### **2.2.6 Servicios**

El diseño del sistema se ha realizado bajo la premisa de que cada instalación dentro del sistema del Oleoducto Nor-Peruano sea lo más

autosuficiente posible. Por lo tanto, cada estación está equipada con viviendas adecuadas para el personal de operaciones, mantenimiento y control. También se ha incluido los servicios correspondientes, tales como : agua potable, eliminación de desagües, electricidad y seguridad.

Las instalaciones de seguridad incluyen el sistema de alivio de presión descrito previamente y sistemas contra incendio a base de espuma y agua en cada estación y playa de tanques.

## **2.3. Tubería**

### **2.3.1 Oleoducto de 24 pulgadas**

La sección N° 1 tubería de 24 pulgadas desde la Estación N° 1 hasta la Estación N°5, está revestida con una película de epoxy aplicado por función en planta. Considerando que esta sección atraviesa un área de la selva que generalmente está inundada, se instaló gran parte de la tubería mediante barcazas tiende-tubos en un canal dragado. La construcción incluyó la instalación de todas las válvulas de bloqueo de la tubería principal, las válvulas de bloqueo en estaciones de bombeo, las trampas de scraper y las juntas aislantes en las estaciones de bombeo iniciales.

### **2.3.2 Oleoducto de 36 pulgadas**

Las secciones N<sup>o</sup>s. 2, 3 y 4 de tubería de 36 pulgadas, desde la Estación Colectora intermedia N<sup>o</sup> 5 hasta la terminal de Bayovar, ha sido tendida usando el método convencional para tuberías enterradas.

Con excepción de dos secciones, la tubería de 36 pulgadas, ha sido revestida con una cinta. Dichos dos secciones, una que atraviesa las salinas en el Desierto de Sechura, y la otra en el lecho del Río Huancabamba han sido revestidas con esmalte de alquitrán. En adición al revestimiento de cinta prescrito, los cruces de ríos mayores tienen un revestimiento adicional de concreto.

La ubicación de la tubería de 36 pulgadas se puede identificar mediante indicadores aéreos y mojones, ubicados a lo largo de la tubería en estaciones de bombeo, ríos, camiones y posiciones de tomas de potencial de protección catódica. Se han colocado señales de advertencia en el primer cruce del río Marañón y los de los ríos Morona y Pastaza.

### **2.3.3 Protección Catódica**

En las zonas de baja resistividad del suelo, el contratista instaló un sistema temporal de protección catódica. La vida mínima de diseño es de 2 años. A intervalos apropiados se instalarán caja de toma de

potenciales. Esta se usarán para reunir los datos necesarios para el diseño de la protección catódica definitiva, después que el sistema esté en operación.

#### **2.3.4 Prueba Hidrostática**

Toda la tubería fue sometida a pruebas hidrostáticas por el contratista, antes de su llenado con petróleo crudo. Las pruebas cumplieron los procedimientos establecidos en las especificaciones de construcción. Todas las pruebas fueron objeto de un informe y certificación.

#### **2.3.5 Construcción de Instalaciones**

La construcción de instalaciones cubre todos los aspectos de la obra ejecutada. Este trabajo incluye la preparación de las áreas designadas, la instalación de los equipos indicados y la certificación mediante inspecciones y pruebas detalladas.

Los equipos principales incluyen conjuntos turbo-bombas de gas, bombas auxiliares, cabinas de control, generadores eléctricos impulsados con turbinas de gas, válvulas con control remoto y tableros de distribución, sistema de tratamiento de combustibles y tanques de almacenamiento de combustible. Adicionalmente, se ha construido e instalado servicios, tales como : viviendas, distribución de energía y sanitarios.

La construcción de la Terminal Marítima cubre dos aspectos : en tierra y costa-afuera. La construcción de las instalaciones en tierra, consiste en playa de tanques, terminal en tierra, sistema de carga sobre el muelle, tuberías y accesorios, viviendas y caminos de área, también incluye la Estación de Alivio de Olmos.

Las instalaciones marinas costa afuera cubren la construcción del muelle propiamente dicho, ya que esta parte de la obra requiere equipo y habilidades especializadas.

## **2.4. OPERACIONES**

### **Condiciones Generales**

Como se indicó previamente, el diseño del oleoducto con el sistema de comunicaciones integral permite el control remoto de las principales operaciones de la línea. Los centros de control instalados en la estación colectora inicial y en la estación colectora intermedia supervisan por control remoto de sección del oleoducto de 24 pulgadas y la sección de tubería de 36 pulgadas, respectivamente. Cada centro de control controla y registra los caudales a su respectiva sección, conjuntamente con las presiones en cada estación de bombeo en su sección. Con estos datos, se controla el caudal mediante el arranque y detención de las unidades de bombeo en cada una de las estaciones de bombeo. En el terminal Bayovar se logra mediante flujo por gravedad desde la planta de tanques, regulándose y midiéndose las

operaciones desde un centro de control ubicado en el edificio de control de Bayovar.

### RELACION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

#### OLEODUCTO NOR-PERUANO

<b>Estación N°1</b>	Crudo	3-20,000 m3	Ruso
	Diesel	2,000 m3	Ruso
	Agua	130 m3	Ruso
	Diario (combust.)	16 m3	
	Sumidero	10 m3	
<b>Estación N° 5</b>	Crudo	4-22,380 m3	Ruso
	Alivio	3,000 m3	Ruso
	Crudo Combust	2,000 m3	Ruso
	Crudo tratado	2,00 m3	Ruso
	Agua2-	130 m3	Ruso
	Diario (combust.)	16 m3	
	Sumidero	10 m3	
<b><u>Estación N° 6</u></b>	Alivio	3,000 m3	Ruso
	Crudo Combust.	2,000 m3	Ruso
	Crudo trabado	2,000 m3	Ruso
	Agua2-	130 m3	Ruso



	Diario (combust.)	16 m3	
	Sumidero	10 m3	
<b><u>Estación N° 7</u></b>	Alivio	3,000 m3	Ruso
	Crudo Combustible	2,000 m3	Ruso
	Crudo tratado	2,000 m3	Ruso
	Agua2-	130 m3	Ruso
	Diario (combust.)	16 m3	
	Sumidero	10 m3	
<b><u>Estación N° 8</u></b>	Alivio	3,000 m3	Ruso
	Crudo Combustible	2,000 m3	Ruso
	Crudo tratado	2,000 m3	Ruso
	Agua	130 m3	Ruso + 130
	Diario (combust.)	16 m3	
	Sumidero	10 m3	
<b><u>Estación N° 9</u></b>	Alivio	3,000 m3	Ruso
	Crudo Combustible	3,000 m3	Ruso
	Crudo tratado	3,000 m3	Ruso
	Agua	124 m3	Ruso 2-130
	Diario (combust.)	16 m3	
	Sumidero	10 m3	

<b><u>Estación Olmos</u></b>	Alivio	3,000 m3	Ruso	
<b><u>Bayovar</u></b>	Crudo	5- 22,380 m3	Ruso	
	Alivio	3,000 m3	Ruso	
	Crudo Combustible	2,000 m3	Ruso	
	Crudo tratado	2,000 m3	Ruso	
	Ballasto	2,000 m3	Ruso	
	Agua	2,000 m3	Ruso	
	Agua Cruda	2- 2,000 m3	Ruso	
	Diario (combust.)	50 m3	Ruso	50
	Sumidero	16 m3		
	Alivio Muelle	10 m3		500

### **EQUIPO DE BOMBEO - OLEODUCTO NOR PERUANO**

ESTACION	Nº	1	2	Bombas de 1500 HP c/u
		5	3	Bombas de 3000 HP c/u
		6	2	Bombas de 3000 HP c/u
		7	2	Bombas de 3000 HP c/u
		8	2	Bombas de 3000 HP c/u
		9	2	Bombas de 3000 HP c/u

### **3. DESCRIPCION DE LA POLIZA**

Los señores PETROPERU S.A. y EL PACÍFICO PERUANO SUIZA - Compañía de Seguros y Reaseguros, suscribieron una póliza Todo Riesgo incluyendo las coberturas adicionales de Terrorismo, Rotura de Maquinaria, Obras Civiles y Lucro Cesante, cuyo condicionado particular más importante es como sigue:

**Póliza** 2723

**Asegurado** PETROLEOS DEL PERU S. A. y/o todas sus subsidiarias  
**Original** asociadas, afiliadas y/o firmas relacionadas ya sea como propietarios, fletadoras y/o agentes, o como puedan ser declarados o como el interés pueda aparecer.

**Territorio** República del Perú (y otros para transportes)

**Vigencia** 12 meses a partir del 1° de Diciembre de 1993.

**Sección I** Todo Riesgo de Pérdida o Daño Físico

<b>Tipo</b>	Todo Riesgo de Pérdida o Daño Físico Incluyendo Terrorismo, Rotura de Maquinaria y Obras Civiles, Lucro Cesante
<b>Interés</b>	Todo bien de toda naturaleza, en cualquier lugar que sea, de propiedad del asegurado y/o de terceros bajo su responsabilidad y/o para los cuales tienen un interés asegurable contra Todo Riesgo de Pérdida de Daño Físico, incluyendo Lucro Cesante contingente consecuencial de los riesgos anteriores, incluyendo Terrorismo y Sabotaje.
<b>Asegurado</b>	

### **Límites Asegurados**

- Límite Único y Combinado Contra

Todo Riesgo de Pérdida y/o Daño

Físico Incluyendo Lucro Cesante,

Lucro Cesante Contingente

consecuencial de los riesgos

anteriores, excluyendo Terremoto

Inundación, Terrorismo y Sabotaje US\$ 380'000,000 Toda y cada pérdida

* Terremoto, inundación o	US\$ 25'000,000 Por ocurrencia y
Incendio consecutivo de	US\$ 335'000,000 En exceso de
Terremoto	US\$ 25'000,000 En agregado anual

\* Sub Límite Terrorismo y Sabotaje US\$ 25'000,000 Por ocurrencia y US\$ 125'000,000 En exceso de US\$ 25'000,000 En agregado anual

\* Sub Límite para propiedades en curso de Construcción, nuevas adquisiciones, Gastos Extraordinarios, incluidos Honorarios de Arquitectos, Ingenieros e Inspectores US\$ 10'000,000 Toda y cada pérdida

\* Sub Límite Remoción de Escombros US\$ 5'000,000

\* Sub Límite para Lucro Cesante US\$ 250'000,000

### **Deducibles**

\* Daños a la propiedad US\$ 250,000.00 toda y cada pérdida, excepto: US\$ 1'000,000.00 toda y cada pérdida respecto a Terrorismo y Sabotaje.

\* Toda y cada pérdida  
respecto a Rotura de  
Maquinaria US\$ 250,000

\* Toda y cada pérdida  
respecto al "Fenómeno  
del Niño", Inundación,  
Terremoto e Incendio  
Consecutivo de Terremoto US\$ 1'000,000

\* Toda y cada pérdida  
relacionada a Equipos  
de Perforación y  
Unidades de Servicio  
de Pozos US\$ 100,000

**LUCRO CESANTE**

Todo Riesgo 15 días (mínimo US\$ 500,000)

Toda y cada pérdida, excepto:

Por cualquier daño proveniente del evento  
denominado "Fenómeno del Niño"  
incluyendo Terrorismo, Sabotaje, Inundación  
y Terremoto 30 días (mínimo US\$ 1'000,000)

Por cualquier daño proveniente de Rotura  
de Maquinaria: 30 días (mínimo US\$  
1'000,000)

**Deducible Anual Agregado**

(Adicional al deducible por

ocurrencia) US\$ 4'000,000

**Prima Anual** US\$ 12'755,571

**Cláusulas Adicionales**

Valor de Reposición sujeto a Revaluación de Activos

- \* Rehabilitación automática de la suma asegurada sin prima adicional excepto para Terremoto, Inundación y Terrorismo.
- \* Indemnización directa.
- \* Traslado Temporal
- \* Reparaciones y Reconstrucciones

- \* Propiedades fuera del control del asegurado
  
- \* Remoción de Escombros
  
- \* Errores u Omisiones
  
- \* Permisos y Privilegios
  
- \* Documentos y Modelos
  
- \* Cláusula de Infraseguro no se aplicará
  
- \* Ajuste de Prima para Lucro Cesante al final del periodo sobre Valores Declarados.
  
- \* Cobertura Automática para nuevas adquisiciones
  
- \* Autoridad Pública
  
- \* Indemnización de productos terminados a Valor de Venta Neta (Neta de Impuestos de Venta)
  
- \* Valor Convenido



**Exclusiones**

- \* Líneas de Transmisión y Distribución incluyendo las estructuras de soporte.
- \* Seepage and Pollution
- \* Testing and Commissioning
- \* Stuck Drill Stem

**SECCION II - RESPONSABILIDAD CIVIL COMPRENSIVA****Interés Asegurado**

Responsabilidad Civil por daños personales y/o materiales a terceras personas, provenientes de las operaciones de asegurados y/o contratistas y/o sub-contratistas, incluyendo la Responsabilidad Civil Patronal y la Responsabilidad Civil emanada de las operaciones de carga, transporte y descarga de plomo tetraetilico dentro del país.

**Suma Asegurada**

US\$ 100'000,000.00 Por toda y cada pérdida, excepto:  
 US\$ 15'000,000 Por toda y cada pérdida respecto a Responsabilidad Civil Patronal.

**Deducible**

US\$ 100,000 Por toda y cada pérdida para Daños Materiales.

**Prima Anual**                      US\$ 349,783.00

**Cláusulas Adicionales**

- \* Responsabilidad Civil Extracontractual y/o General
- \* Responsabilidad Civil Patronal
- \* Incendio y/o Explosión y Daños por Agua
- \* Uso de Armas de Fuego
- \* Alimentos y Bebidas
- \* Ascensores, Grúas & Montacargas
- \* Contratistas y subcontratistas independientes
- \* Locatarios
- \* Clubes y/o Asociaciones
- \* Seepage and Pollution 0 NMA 1684

Queda entendido y expresamente convenido que quedan sin efecto las exclusiones a), c), e), f) y g) que aparecen en el artículo 7 de las Condiciones Generales para la póliza de Responsabilidad Civil; quedando cubierto lo siguiente:

- a) Daños a propiedades causados por fuego o explosión.
- c) Lesión corporal o daño a propiedades causados por:

- (I) Conductores, animales o la tenencia o el uso de vehículos automotores o de tracción animal, bicicletas o sus variantes locomotoras, embarcaciones, buques o naves aéreas.
  - (II) Ascensores, cabrias, grúas o elevadores, salvo que se especifiquen en el cuerpo de esta póliza.
  - (III) Defectos en instalaciones sanitarias, gases o contaminación de aguas.
  - (IV) Bienes vendidos o suministrados por el asegurado o que hayan sido reparados o renovados por él.
- e) Daños a buques, embarcaciones o naves aéreas
- f) Responsabilidad Civil para con empleados y obreros del asegurado, empleados y obreros de sus contratistas y sub-contratistas y dependientes de tales empleados y obreros de conformidad con cualquier ley que requiera que se pague compensación por accidente a los empleados y obreros.

- g) Responsabilidad Civil resultante de cualquier contrato de indemnización, al menos que la misma responsabilidad le hubiera correspondido al asegurado en ausencia de tal contrato.

Así mismo, queda excluido el punto 9 Ajuste de Prima, de las Estipulaciones Generales que aparecen en las Condiciones Generales para la póliza de Responsabilidad Civil.

**Condiciones**

Jurisdicción Mundial pero reclamos presentados en las jurisdicciones de Estados Unidos y/o Canadá sujeto a las siguientes condiciones:

**Especiales**

- 1) Costos están incluidos en el Límite de Indemnización.
- 2) Se excluye "Punitive and Exemplary Damages" (NMA 1933)
- 3) Exclusión absoluta de Polución (NMA 1686).  
Se excluye daños contemplados en el Ley de Accidentes de Trabajo.

- Se excluye reclamos por enfermedades ocupacionales e indemnización a ciudadanos de los Estados Unidos y/o Canadá.
- Excluye Responsabilidad Civil Profesional.
- Incluye carga y descarga de buques, pero excluye "foul berthing", pilotaje y demurrage.
- Excluye operaciones en mar y S.B.M.'s y propiedad y/o operaciones de embarcaciones marinas.
- Excluye Responsabilidad Civil Productos
- Excluye Responsabilidad por carga y descarga combustible de aeronaves.

**Información**

: Estimado de ventas:

US\$ 1,078'000,000 domésticas

US\$ 214'500,000 exportaciones

### **SECCION III - TRANSPORTES**

<b><u>Periodo</u></b>	Cobertura abierta y permanente a partir del 1° de Diciembre de 1993.
<b><u>Cláusula de Cancelación</u></b>	Sujeto a noticia de cancelación de 60 días, pero 7 días para Guerra, Huelgas, Motín, Conmoción Civil, Vandalismo y 48 horas para Huelgas, Motín, Conmoción Civil y Vandalismo para embarques a y desde Estados Unidos.
<b><u>Medio Transportador</u></b>	Cualquier medio de transporte y de acuerdo a la Cláusula de Clasificación para embarques marítimos.
<b><u>Viaje</u></b>	Desde cualquier parte del mundo al Perú y/o viceversa.
<b><u>Interés</u></b>	Transporte de todo bien de toda naturaleza del

**Asegurado**

asegurado y/o de terceros bajo su responsabilidad y/o para los cuales tiene un interés asegurable, por cualquier vía, incluyendo pero no limitado a:

- a) Transporte Fluvial de crudo y derivados en los ríos de la Selva Peruana.
- b) Transporte Aéreo, Terrestre y Fluvial de Equipos de Perforación, unidades de servicio de pozos, accesorios y repuestos de propiedad del asegurado y/o de terceros bajo responsabilidad del asegurado, dentro del país.
- c) Transporte Terrestre o Fluvial de productos químicos, lubricantes, combustibles o materiales diversos del ramo petrolero, dentro del país.
- d) Transporte Terrestre o Fluvial de Plomo Tetraetilico y/o contenedores dentro del país.

- e) Importación vía marítima de crudo y productos refinados.
- f) Transporte Terrestre y Fluvial de efectos personales de los trabajadores del asegurado.
- g) Equipamiento y/o stocks para el proyecto de Laguna Zapotal.

**Coberturas**

Todo Riesgo Cláusula A

**Suma Asegurada**

Toda y cada pérdida	US\$ 10'000,000
Excepto Efectos Personales	US\$ 500,000
Carga en Helicópteros	US\$ 300,000

(incluyendo carga colgante)

**Deducible**

- \* 1% del valor a ser transportado, pero con un mínimo de US\$ 5,000 toda y cada pérdida, pero para Transporte de Crudo y derivados de Petróleo sujeto a un deducible de 0.5% del Valor Total del embarque, ver cuadro 1.



\* US\$ 500.00 con respecto a Efectos Personales.

\* 10% del Valor Declarado para Transporte por Helicópteros.

**Condiciones**

\* Condicionado a ser acordado por los Reaseguradores líderes.

**Especiales**

\* Cláusula Exclusiones de Contaminación  
Contaminación Radioactiva CL 356  
(1.10.90).

\* Sujeto a la Cláusula de Clasificación del Instituto más escala de primas adicionales.

\* Incluye Guerra, Huelgas, Motín, Vandalismo, Conmoción Civil de acuerdo al original, pero el riesgo de Guerra sujeto al "Paramount War Clause"

**Prima**

Mínima y depósito US\$ 263,351 y sujeto a

ajuste al final del periodo a las tasas que se adjuntan, según cuadro aplicados sobre los valores anuales (ver cuadro 1).

<b><u>Prima Total</u></b>	<b>Sección I</b>	US\$ 12'755.571.00
	<b>Sección II</b>	US\$ 349,783.00
	<b>Sección III</b>	US\$ <u>263,351.00</u>
		US\$ 13'368,705.00

<b><u>Forma de Pago</u></b>	60 días	US\$ 6'923,705.00
	90 días	US\$ 3'222,500.00
	180 días	US\$ 3'222,500.00
	(Más IGV y 3% de derecho emisión correspondientes).	

Este tipo de pólizas, las de más amplia cobertura en el mercado asegurador, se caracterizan por garantizar todo tipo de riesgos de carácter súbito e imprevisto, excepto algunas exclusiones relacionadas con procesos de vicio propio o variación cualitativa físico - química per se de los bienes materia del seguro.

## **4. DE LAS CIRCUNSTANCIAS DEL SINIESTRO**

### **4.1. Tipo de Siniestro**

Daños a tubería del Oleoducto Nor Peruano, causado por desembalse de dique natural formado en un brazo del río Marañón.

### **4.2. Lugar de Ocurrencia del Siniestro**

Kilómetro 283 del Oleoducto Nor Peruano, en el cruce del tramo I con el río Marañón, en la Amazonia Peruana, departamento de Loreto.

El tramo I del Oleoducto Nor Peruano comienza en el kilómetro 0, localizado en la estación 1 (Saramuro) y se enrumba en dirección nor oeste, terminando en la estación 5 (Saramiriza).

El cruce de la tubería con el río está localizado aproximadamente a 15 kilómetros río abajo del puerto de Saramiriza, ocurriendo aquí el siniestro.

### **4.3. Fecha y Hora de Ocurrencia**

El día 30 de marzo del año 1994, entre las 15:00 y las 16:00 horas.

#### **4.4. Circunstancias del Siniestro**

La ocurrencia del siniestro tiene los siguientes antecedentes:

16 :00      Operador de Estación 1 registra en bitácora una presión de succión de 4.9 Kg/CM2 y de 18.5 Kg/CM2 en la descarga. Presiones en ambos casos inferiores a las registradas a las 15 :00 hrs.

A esta misma hora, el operador de Estación 5 detectó a través del ayudante operador que el nivel de crudo en el tanque receptor 501 no se incrementaba.

16 :10      Operador de Estación 5 consulta posibilidad de falla al operador de Estación 1, quien responde que todo se encuentra normal.

16 :20      Operador de Estación 5 decide certificar mediciones anteriores e información de Estación 1, tomando dos medidas sucesivas del nivel de crudo en el tanque receptor.

16 :35      Ayudante operador de Estación 5 informa al operador que descendió el nivel de crudo en el tanque receptor 5 D1, operador de Estación 5 7 decide verificar el sistema de alivio

y la línea de llegada del Tramo 1 y no encuentra ninguna anomalía.

16 :40      Operador de Estación 5 cierra la válvula llegada/salida del tanque receptor 5 D1.

Se confirma rotura de tubería, con presencia de crudo en el Río Marañon a la altura del lugar denominado 28 de Julio (kilómetro 285) cerca al poblado de Saramiriza.

16 :55      Supervisor de Estación 1 efectuó parada de bombeo y se comunicó con el supervisor de control de bombeo de la Unidad de Planeamiento Operativo para coordinar las acciones a tomar.

#### **Día 31.03.94**

07 :00      Se efectuó el cierre de la válvula de bloqueo a la altura del kilómetro 240 por la imposibilidad de hacerlo durante la noche, debido a la inaccesibilidad del lugar. El cierre de la válvula no tiene relevancia por tener menor cota que el lugar de la rotura.

### **Acciones seguidas después de ocurrido el siniestro**

- 1.- El 30.03.94 se comunicó la ocurrencia del siniestro al auditor de la firma "TECNIPET" quien se encontraba en Estación 1. El 04.04.94 la firma TECNIPET cursó el aviso correspondiente a la Dirección General de Hidrocarburos.
  
- 2.- A partir del 30.03.94, se dio la alerta inicial a todas las autoridades de los caseríos y poblados aguas abajo del Río Marañón - kilómetro 285 del ONP.
  
- 3.- El 31.03.94 se realizó una reunión de emergencia en Piura con el personal operativo, técnico y de mantenimiento, a fin de plantear las alternativas de solución.

Se analizó lo siguiente

\* **Soluciones Provisionales**

Construcción de embarcaderos en ambas márgenes del río y trasiego del crudo mediante barcazas.

Tendido de mangueras sobre barcazas conectadas en ambas márgenes con la tubería de 24" día.

Tendido de mangueras sobre el lecho del río sumergidas con contrapesos.

Lanzamiento de una tubería de menor diámetro por el interior de la tubería original de 24" día.

\* **Solución definitiva**

Tendido de una nueva tubería de las mismas características que la original, mediante técnicas de perforación horizontal dirigida o dragado.

- 4.- El 31.03.94 se contactó con algunas firmas especializadas de Estados Unidos en tendido de tuberías en cruces de ríos, determinándose preliminarmente que el costo aproximado de la perforación dirigida es de US\$. 4'500,000.00 y el tiempo de ejecución de tres meses. Asimismo, PETROPERU inició la movilización de personal y equipo especializado en este tipo de siniestros para realizar los trabajos provisionales.
- 5.- El 31.03.94, se remitió un Informe Preliminar del derrame a la Capitanía de Puerto de Iquitos, iniciando las acciones más urgentes de control.

- 6.- El 01.04.94 con carta TESR-CF-939-94 se presentó ante EL PACÍFICO - PERUANO SUIZA la declaración del siniestro.
- 7.- El 02.04.94 se realizó una inspección a la zona del siniestro y una reunión en Estación 5, a efectos de seleccionar la mejor alternativa de las ya previstas por el personal de campo y Piura, para la solución provisional, elaborándose el cronograma respectivo. Esta reunión no pudo realizarse con mayor prontitud por la imposibilidad de transporte entre Piura y Estación 5, debido a problemas de mal tiempo y vías terrestres interrumpidas.

Se determinó como mas viable la alternativa de trasiego mediante barcazas que acoderen directamente a las orillas del río. La implementación de esta alternativa demandó un tiempo estimado de ejecución de 24 días.

### **Solución Provisional**

Tal como lo comentamos anteriormente, el siniestro condicionó la suspensión de las actividades de bombeo del petróleo hacia el puerto de Bayovar; lo cual implicaba la siguiente problemática:

- a) Se agotaban los stocks de crudo en las refinerías, con el consecuente problema de desabastecimiento de petróleo con



graves repercusiones en la industria y comercio y obviamente la economía nacional.

- b) Se suspendían las operaciones de extracción de petróleo en todos los lotes de la selva nor-oriental, al saturarse sus tanques de almacenamiento.

Analizadas todas las soluciones posibles, se llegó a la conclusión que era posible reiniciar el bombeo del petróleo, aunque en menor escala, efectuando el trasiego del crudo mediante barcas de 10,000 a 20,000 Bbls. de capacidad, desde la margen izquierda del río, donde se recepcionará el crudo bombeado de Estación 1, hasta la margen derecha donde se bombeará el fluido hasta la Estación 5.

Las embarcaciones acoderarán directamente en las orillas del río y se sujetarán con pilote hincados en tierra firme.

### **Principales Actividades:**

Las actividades se iniciaron el 03.04.94, reanudándose el bombeo el 23.04.94.

### **Costos**

Instalación : Inicialmente se estimó un gasto total de US\$. 1'672,320.00

### **Solución Definitiva**

Para efectos de la solución definitiva, se desestimó la alternativa de dragado en razón al alto riesgo y a la poca factibilidad de realizarlo con el volumen registrado para el río. Dado que estos trabajos deben realizarse en época de estiaje, existía riesgo de no concluirlos en ese año, debiendo esperarse para ello 8 meses aproximadamente, hasta el próximo estiaje: no siendo por lo tanto, una alternativa económicamente ventajosa.

La alternativa de la perforación horizontal dirigida era una tecnología moderna, que permitió efectuar el cruce del río en cualquier época del año, con el menor riesgo.

PETROPERU S.A. decidió que la reparación definitiva debía realizarse mediante la técnica de la perforación horizontal dirigida, con un tiempo de ejecución de las obras de tres meses. Este trabajo se contrató con una firma especializada en cruces de ríos.

Previamente contrató los servicios de la compañía GULF INTERSTATE ENGINEERING, para que evalúe las condiciones técnicas del cruce del río y seleccione la Compañía idónea para el servicio de reparación aludido.

Un Ingeniero de la COMPAÑIA GULF efectuó la inspección de la zona del kilómetro 285 y coordinó con PETROPERU la ejecución de una serie de trabajos necesarios para la elaboración del expediente técnico requerido, el que sirvió de base para la selección de la firma que ejecutó finalmente los trabajos de reparación definitivo vía el sistema de licitación. Así mismo, se elaboró el cronograma respectivo de trabajo, concluyéndose el proceso de reparación.

## **8. DEFINICION DE LA COBERTURA**

La manera más precisa para verificar el origen y características de la rotura, era una inspección de la tubería mediante buzos, lo cual no fue posible efectuar a la fecha del siniestro, dada la profundidad de las aguas, su velocidad y alta turbidez.

Sin embargo, luego del proceso evaluatorio a cargo de especialistas americanos, se estableció que las causas del siniestro eran las altas crecidas registradas en el Río Marañón, dejando desprotegida la tubería ante

El empuje del agua y cuerpos sólidos, haciéndola actuar como dique de contención.

El impacto de cuerpos sólidos.

La fuerza del desembalse del dique formado naturalmente.

La falta de sustento en su parte inferior, haciéndola flexionar. Ello se deriva de una crecida inusual del río y de los procesos de erosión del lecho donde se sustentaba la tubería. El siniestro ocurrió pese al sistema de defensa

construido por PETROPERU (enrocado), aguas arriba del lugar de paso de la tubería.

Finalmente la tubería colapsa, fracturándose en dos tramos, con la pérdida del crudo y la suspensión de las actividades de bombeo.

Se desestimó la corrosión como causa de la rotura, en base al reporte final de la firma PIPETRONIX (Enero / Marzo 1993), sobre la inspección interior de la tubería mediante el paso de raspatubos electromagnéticos (chanchos inteligentes). Dicho reporte indica que la corrosión presente en el área de la rotura era prácticamente nula, lo cual fue corroborado posteriormente por dicha firma en su Fax N° 626 de mayo de 1994.

## **6. DEL RECLAMO DEL ASEGURADO, EL CALCULO DE LA PERDIDA Y EL MONTO INDEMNIZABLE**

El reclamo fue obviamente presentado por los señores PETROLEOS DEL PERU S.A. en su calidad de propietarios del oleoducto siniestrado y en el contexto y/o amparo de la póliza Todo Riesgo número 2723, vigente a la fecha del siniestro, la cual había sido pactada en la compañía de seguros y reaseguros EL PACIFICO PERUANO SUIZA; cuyas condiciones particulares y/o coberturas ya fueron ampliamente descritas en un anterior capítulo.

Por ello, esta compañía nos encargó su estudio para la definición de cobertura, determinación del monto de las pérdidas y las sumas indemnizables para los rubros de Daño Material y Lucro Cesante.

## **6.1. DEL RECLAMO DEL ASEGURADO**

Luego del proceso de inspección del siniestro, conforme fueron avanzando los trabajos de reparación provisionales y/o definitivos y en el contexto de un plan de trabajo elaborado conjuntamente con los asegurados, estos fueron presentando y formalizando su reclamo para los rubros de Daño Material y Lucro Cesante.

Dada la gran magnitud y complejidad del siniestro, tuvimos especial preocupación en coordinar con los departamentos de seguros e ingeniería de la firma asegurada, un sistema lógico de análisis y valuación de las pérdidas, basado en principios administrativos / financieros / contables, sumamente sencillos.

El siniestro consistió en la rotura de la tubería del oleoducto en el tramo que cruza el río Marañón bajo del agua, de 24 pulgadas de espesor; cuya longitud se estableció en 1,200 metros lineales.

Ello produjo adicionalmente la pérdida de 24,587 barriles de petróleo crudo y la paralización del bombeo con pérdida consecuencial de Lucro Cesante.

Considerando estos rubros de pérdidas y sólo por razones didácticas de presentación de este informe técnico, he dividido el reclamo en los siguientes rubros:

## A) DAÑO MATERIAL

Que a su vez lo dividimos en:

### **A.1. Costo de Reparación / reemplazo del tramo de la tubería que resultó afectada por el siniestro.**

Este comprende no sólo el costo de reposición de la tubería, sino los estudios de ingeniería usados para este proceso, cuyo objetivo era reponer la instalación a fin de dejarla en las mismas condiciones de operación a las que mantenía antes de la ocurrencia del siniestro, de tal manera que se reiniciaran las actividades extractivas y de bombeo del crudo.

Este asunto que presentamos muy resumidamente, tuvo muchas aristas de complejidad; razón por la cual se usaron una serie de firmas americanas especializadas en este tipo de instalaciones para plantear soluciones técnicas, escogiéndose la más eficiente y de menores costos / plazo de ejecución.

Sobre esta base se convocaron a varias licitaciones para la ejecución de los trabajos.

La rotura del tubo bajo el río Marañón tuvo como consecuencia la instalación de un tubo nuevo, bajo el sistema de perforación



horizontal de margen a margen. Ello permitiría reiniciar las operaciones de extracción y bombeo de petróleo, para operar normalmente.

Se adjunta croquis del cruce en el cual se consigna la distancia horizontal de aproximadamente 878 mts. y la real de 1200 mts. de tubería de 24"

Para el reemplazo de la tubería siniestrada, se adquirió a la firma INTERPIPE INC, 4054.20', 101 tubos de 24" con pared de 0.500" así como accesorios, incluyendo revestimiento FBE de 18 a 20 milésimas de pulgada, así como 4 curvas de 24" con pared de 0.529" y el mismo recubrimiento.

El valor de la factura fue US\$. 364,814.08 y fue pagada vía Banco de Crédito conforme consta en su cargo del 3 de Agosto de 1994, contra la cuenta corriente de PETROPERÚ identificada con el número 193842594159.

La tubería tuvo que ser trasladada a Iquitos y luego al río Marañón, donde fue soldada e instalada.

El transporte de tubería Iquitos - Río Marañón fue ejecutado por la firma HARCRO bajo su contrato, luego del respectivo proceso de licitación.

La tubería fue soldada sobre apoyos en el cascajal de la margen izquierda del río Marañón y luego lanzada a dicho río, donde quedó flotando en espera de ser traccionada.

La perforación dirigida falló, por lo que se tuvo que paralizar la obra y diseñar un sistema de arreglo consistente en una perforación tipo Calson de 22.00 mts. de profundidad, hasta encontrar el tubo para luego soldarlo (tie inn) al sistema existente. Este trabajo lo efectuó la contratista CEFOISA, ya que HARCRO presentó un presupuesto en 225% más alto.

El resumen de costos de la instalación de la tubería es como sigue:

A-1	Personal propio	US\$	57,023.91
C-2	Utilización de equipos propios		1,554.88
D-2	Contratación de servicios de terceros	16'	144,783.84
E-1	Compra de materiales		364,814.08
E-2	Varios		<u>7,651.26</u>
<b>Total</b>		<b>US\$</b>	<b>16'575,827.97</b>
			<b>=====</b>

## **A.2. Costo del Crudo Derramado**

A raíz del siniestro, cuya característica principal fue la rotura de la tubería de 24 pulgadas del oleoducto, el petróleo se perdió en el río dado su gran corriente y volumen de avenidas.

En efecto, en los días del siniestro hubieron prolongadas y fuertes lluvias que sumado al volumen del río 2.5 veces mayor que la pérdida de crudo por segundo, torno imposible su recuperación.

Se descartó la cuestión de polución, ya que el crudo apenas se notó en los márgenes aguas abajo del río. No obstante ello, los asegurados efectuaron diversos trabajos de limpieza en sus orillas

Resulta obvio que el petróleo se perdió hasta que el operador de la estación de bombeo evidenció la rotura de la tubería, suspendiendo las operaciones de este tipo.

Finalmente se estableció la pérdida de 24,587 barriles, equivalente a 1'032,654 galones o 3,908 metros cúbicos.

Ello fue establecido efectuando un procedimiento de cálculo en base a la diferencia de niveles entre tanques llevados a 60°F,

pertenecientes a las estaciones que se comunican vía el tramo de tubería siniestrada (estación 1 y estación 5).

Para su valorización, se asumieron los costos del petróleo perdido, considerando las tareas de extracción y bombeo hasta la fase en que resultó siniestrado.

Para ello, se efectuó un minucioso análisis de los centros de costos de los asegurados, los cuales fueron presentados a los suscritos adjuntándonos la documentación comercial / contable que los sustentaban.

El cálculo de la pérdida para este rubro se efectuó asumiendo el siguiente método:

**A. Llenado de tubería Tramo Km. 285 - Estación N° 5**

**Tanque 5-D-1**

		<u>Fact.</u>	
<u>Inicial</u>		<u>Temper.</u>	<u>Volum. 60° F</u>
Crudo 15'5"4/8	48,652.19	80° F	
Agua 0'3"0/8	<u>698.04</u>	0.9919	
	47,954.15		47,566
<u>Final</u>			
Crudo 13'1"1/8	41,191.05	80° F	
Agua 0'3"0/8	<u>698.04</u>	0.9919	

40,493.01

40,165

Volumen a 60° 0	7,401 Bbls
-----------------	------------

Volumen Neto (1.0 BSW)	7,327 Bbls
------------------------	------------

Instalación adicional hasta descarga sistema de bombeo

Tubería 16" 0	662 mts	540.14 Bbls
---------------	---------	-------------

8" 0	150 mts	<u>30.60</u> Bbls.
------	---------	--------------------

570.70 Bbls.

Netos:

570.70 x 0.9919 x 0.99	560 Bbls.
------------------------	-----------

Volumen Efectivo de Crudo	7,327 - 560
---------------------------	-------------

6,767 Bbls.

**B. Llenado de tubería Estación 1 Km 285 Tanque 1-D-3**

		Fact.
Inicial		Temper. Volum. 60° F
Crudo 36'5"0/8	113,366.38	80° F
Agua 0'4"1/8	489.15	0.9914
	112,877.23	
Final		
Crudo 36'2"5/8	112,745.54	80°F
Agua 0'4"1/8	489.15	0.9914
	112,256.39	

Volumen Bruto a 60° F	615 Bbls.
Volumen Neto (0.20 BSW)	614 Bbls.

Instalación adicional hasta conexión a B/C

Tubería 8" 0 704 mts.	143.60 Bbls.
Netos $1434.60 \times 0.9914 \times 0.9980$ -	142 Bbls.
Volumen Efectivo utilizado	614 - 142
	472 Bbls.

**C. Tubería de 34" cortada 1,450 mts.**

Espesor 0.500"  $Di = 24" - 2 \times 0.50 - 23.0"$

Volumen observado - 2.445 Bbls.

$2,445 \times 0.9914 \times 0.9980 = 2,419$  Bbls

**D. Volumen derramado sin considerar escurrimiento de tanque**

$A + B + C = 6,767 + 472 + 2,419$  Bbls = 9,658 Bbls.

**E. Volumen escurrido del tanque 5 D-1, más bombeo adicional de Estación 1 (calculado según balance de Estación 1 y Estación 5)**

Bombeo Estación 1:

Bbls brutos a 60": 22,619 Bbls netos 22,572

Recibido Estación 5:

Bbls brutos a 60": 7,658 Bbls netos 7,643

Mermas de crudo:

Bbls brutos a 60": 14,960 Bbls netos 14,929

**F. Volumen total derramado**

D + E = 9,658 + 14,929

24,587 Bbls netos

El costo por barril asciende a US\$ 16.00, con lo cual tenemos una pérdida de US\$ 393,392.00

**B. LUCRO CESANTE**

En este reclamo se consideró las siguientes partidas:

**B.1. Gastos de Reducción de la pérdida de Lucro Cesante**

Dada la imposibilidad del proceso de bombeo del petróleo por la tubería de 24 pulgadas, que fue afectada por el siniestro; se analizó la posibilidad de reiniciar las actividades de bombeo, tras lo cual se tomó rápidamente la decisión de un trasiego entre márgenes, usándose el sistema provisional de barcazas.

Este proceso tenía como objeto fundamental coadyuvar la reducción de la pérdida de Lucro Cesante y también evitar la paralización de las refinerías costeras y selváticas.

Los gastos de implementación del sistema comprenden:

- 1) La provisión de los equipos, instalaciones y otros adicionales.
- 2) Alquiler de barcazas.

Los procedimientos usados son como sigue:

**1) Provisión e Instalación de Tuberías Provisionales**

- a. La tubería de 24" en la margen izquierda se taponeó y se derivó un tubo de 16" con un juego de válvulas y dos salidas al río.
- b. Se limpió el terreno a la izquierda de la tubería, se niveló el mismo, se construyó un sistema de drenaje para lluvias al río y se preparó un talud casi vertical en la ribera.



- c. Se alquiló una barcaza que se fondeó frente al talud arreglado. Se instalaron 2 manguerones de 8" a la salida de la válvula para descarga a barcaza.
- d. Se instalaron facilidades para el personal, grupo electrógeno, casa habitación, comedor y cocina, almacén y dos pequeños desembarcaderos para el personal.
- e. En la margen derecha se hizo un trabajo semejante, alquilando dos barcasas que fueron fondeadas sobre la ribera.
- f. Sobre dichas barcasas se instalaron los equipos de bombeo siguientes

<b>BARCAZA</b>	<b>MOTOBOMBA DE LAVAL</b>	<b>MOTOR DIESEL</b>	
IRENE	10" x 10"	CAT	3408
IRENE	10" x 10"	CAT	3412
OU-3	10" x 10"	PERKINS	3012

Con los manifolds de succión a barcasas de crudo, se descarga por manguerones de 8" a tierra.

- g. Tubería de 12" que sale de cada barcaza a unirse en línea común y conecta con tubería de 24" a estación número 5.
- h. También en esta zona se tuvo que efectuar trabajos de limpieza de maleza, terraplanaje, construcción de drenes para agua de lluvia y talud de riberas para las 2 barcasas fondeadas.
- i. Se construyeron pasarelas sobre troncos superando el nivel inundable. Se instaló tanque de petróleo Diesel 2, comedores, cocinas, viviendas para el personal, se niveló la parte en que se construyó el campamento de la compañías ligadas al proyecto y otros.

Los gastos de este sistema fueron a su vez divididos en

- A-1 Personal propio
- A-2 Personal de terceros
- B Combustibles
- C-1 Compra de equipos
- C-2 Utilización de equipos propios
- C-3 Alquiler equipos
- D-1 Utilización servicios propios

- D-2 Contratación servicios de terceros
- E-1 Compra materiales
- F Transporte aéreo
- G Indemnización por daños a terceros
- H Gastos varios generales

## 2) **Sistema de Barcazas**

Antes de la ocurrencia del siniestro, el oleoducto cruzaba el río Marañón en la progresiva 286. Luego de ocurrido ello, para poder transportar el crudo proveniente de Estación 1, se montó un embarcadero fluvial en la margen izquierda del río y un desembarcadero en la margen derecha. Ello permitiría reducir el Lucro Cesante, reiniciando provisionalmente aunque en menor escala el bombeo del petróleo extraído.

En este rubro estamos considerando el costo del equipamiento, cuyas características son como sigue:

### **Margen izquierda (Recepción del crudo proveniente del Estación 1)**

Manifold de salida y Flexifloat de Apoyo

JL USTATUS JOB = ON  
L USTATUS PAGE = OFF  
L USTATUS DEVICE = ON  
L USTATUS TIMED = 0

Dos pontones para acoderamiento de las barcazas:

Pontón No. 1            B/C Sandra

Pontón No. 2            B/C Salomón

**Margen derecha (Bombeo de crudo hacia Estación 5)**

Dos pontones para acoderamiento de las barcazas :

Pontón No. 1            B /C OU-3

Pontón No. 2            B/C Irene

**Equipo de Bombeo**

En cada pontón de la margen derecha se montaron equipos de bombeo consistentes en:

Pontón No. 1            Motobomba :    Motor CAT-3412

Bomba de Laval

Pontón No. 2            Motobomba :    Motor CAT-3408

Bomba de Laval

Motobomba :    Motor PERKINS-3012

Bomba de Laval

Para transportar el crudo de una ribera a otra se dispuso de 3 empujadores fluviales y 4 barcazas:

**Empujadores Fluviales**

E/F Vite

E/F Ucayali

E/F Padrino

**Barcazas**

B/C Pacaya

B/C Chambira

B/C Zanam IV

B/C Zanam V

Es necesario indicar que en el proceso inicial de la operación se contrató otras embarcaciones como los E/F Valo, Magno IV, Popeye, Linda VI y la B/C Napo.

A continuación presentamos un resumen de los gastos incurridos para el rubro 1) Provisión e instalación de tuberías provisionales:

CLASIFICACION	ACUMULADO AL 15.02.96. US\$
<b>GASTOS DE EMERGENCIA</b>	
A.1 Personal Propio	466,550.80
A.2 Personal de Terceros	5,457.30
B. Combustible	4,558.12
C.1. Compra de Equipos	1,215.80

C.2. Utilización de Equipo Propio	183,714.29
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros	33,008.83
D.1. Utilización de Servicios de Terceros	1,202.28
D.2. Contratación Servicios de Terceros	89,492.36
E.1. Compra de Materiales	104,144.50
E.2. Utilización Materiales Propios	394,828.21
F. Transporte Aéreo	334,584.00
G. Indemnización Daños Terceros	0.00
H. Gastos Varios Generales	28,214.40
<b>Total</b>	<b>US\$ 1'646,970.89</b> =====

De otro lado, en este mismo rubro se han considerado los gastos de operación de las barcazas 2), cuyo monto total asciende a US\$ 7'549,214.59, según relación que estamos adjuntando en un anexo.

En resumen para este rubro B-1, se tuvo un reclamo de los asegurados por los siguientes conceptos:

- 1) Provisión e instalación  
tuberías provisionales US\$ 1'646,970.89
  
- 2) Gastos de operación y  
alquiler de barcazas US\$ 7'549,214.59

**B.2. Lucro Cesante**

Este inciso se dividió en partes, como son:

- 1.- Paralización por 24 días del sistema de 24" desde el 30.03.94 fecha del rompimiento del tubo al 24.04.94, fecha de inicio del sistema de barcazas.
- 2.- Idem del sistema de 36" que no recibió contribución del ramal de 24"
- 3.- Mayor consumo de petróleo diesel para el bombeo en el ramal de 36", ya que el ramal de 24" tiene una densidad menor que el crudo recibido del ramal Norte. Al no haber mezcla se tuvo que bombear sólo el petróleo del Norte, con mayor densidad y mayor consumo de energía.
- 4.- Producción diferida del 22.04.94 al 30.04.94 en el lote N° 8, en que se tuvo que parar la producción por falta de tancaje.

El asegurado presentó el reclamo en 13 volúmenes con un estimado de 2,800 documentos entre recibos, facturas, contratos, etc., los mismos que fueron debidamente analizados por los suscritos.



El cálculo de la pérdida para el rubro de Lucro Cesante producido por la paralización del bombeo del crudo de petróleo extraído, fue efectuado así:

	<b><u>MONTO</u></b>
1.- Paralización del sistema 24"	
* Promedio 12 meses anteriores	
21.130 Bbls/día	
* Tiempo de parada 24 días.	
* Valores Fijos por barril US\$. 0.42	
Total	US\$ 212,990.40
2.- Menor bombeo en ramal 36"	
21,130 Bbls. por día dejados de	
contribuir por US\$. 0.64188 por	
barril son	US\$ 325,514.00
3.- Mayor consumo de diesel N° 2	US\$ 11,796.95
4.- Producción diferida.	
A consecuencia de la rotura del	
Oleoducto en el kilómetro 285,	
la producción diferida en el lote	
N° 8 fue de 74,562 barriles de	

petróleo en el período del 22 al  
30 de Abril de 1994.

Cuantificación de gastos operativos por  
menor producción:

Producción de Enero a Setiembre 1994

8'031,253 Bbls.

Total Costos Fijos US\$. 48'235,039.00

Costo por barril

US\$. 48'235,039.00 = US\$. 6.01 x Bbl

8'031,253 Bbls.

Monto reclamable al Seguro (Lucro Cesante)

74,562 Bbls. x US\$. 6.01 448,117.62

**TOTAL RECLAMADO PARA ESTE RUBRO US\$ 998,418.97**

=====

En consecuencia el resumen del reporte de pérdidas presentado  
por los asegurados, es como sigue:

**A. DAÑO MATERIAL**

A.1. Costos de reposición de

la tubería siniestrada US\$16'575,827.97

A.2. Costo del crudo perdido 393,392.00 16'965,219.97

**B. LUCRO CESANTE**

B.1. Costos de implementación  
de red de bombeo.

\* Redes de tuberías US\$ 1'646,970.89

\* Provisión de instalaciones

y alquiler de barcazas 7'549,214.59

B.2. Lucro Cesante 998,418.97 10'194,604.45

**TOTAL DEL RECLAMO PLANTEADO**

**POR LOS ASEGURADOS**

**US\$ 27'163,824.42**

=====

## **6.2. CALCULO DE LA PERDIDA Y LAS SUMAS INDEMNIZABLES**

Una vez definida la cobertura del siniestro, se procedió a analizar minuciosamente el reclamo presentado por los asegurados con el objeto de determinar el monto de la pérdida y la suma indemnizable.

Para ello y por razones didácticas, hemos considerado la misma presentación expuesta anteriormente para su respectivo análisis:

### **A) DAÑO MATERIAL**

#### **A.1. Costo de reposición de tubería siniestrada**

Sobre el monto total del reclamo presentado por PETROPERÚ de US\$ 16'575,827.97, se consideró el retiro del IGV (18%) sobre los contratos con ARB y con CEFOISA por transporte e instalación de la tubería. Sobre la compra de tubería tampoco se consideró IGV, ya que no fue pagado por ser una compra de importación directa al extranjero.

Sin embargo, se consideraron mejoras al sistema basados en lo siguiente:

##### **a) Situación de la tubería**

La tubería estaba en situación precaria.

A la fecha del siniestro, esta había sido afectada en sus bases por erosión del río, ya que su fondo había cambiado.

PETROPERÚ detectó el problema vía un estudio de una firma americana e inició trabajos para arreglar el problema, sin concluirlos en el caso del tramo afectado.

Ello coadyuvó en alguna medida el proceso de rotura en adición a la formación del dique sobre el tubo descubierto.

**b) Mayor longitud de tubería**

Se ha colocado un largo mayor. La curva actual tiene un radio mayor, lo que significa mayor cantidad de tubería.

**c) Pared de tubo**

La pared del tubo original era de 0.475" de espesor, la actual nueva es de 0.500" de espesor de pared, con un espesor de . 5% adicional.

**d) Profundidad del tubo**

El tubo actual está instalado a una profundidad 3 veces mayor que el original, por lo que se descarta el riesgo de que el tubo pueda tener un problema semejante al ocurrido.

A la fecha del siniestro, esta había sido afectada en sus bases por erosión del río, ya que su fondo había cambiado.

PETROPERÚ detectó el problema vía un estudio de una firma americana e inició trabajos para arreglar el problema, sin concluirlos en el caso del tramo afectado.

Ello coadyuvó en alguna medida el proceso de rotura en adición a la formación del dique sobre el tubo descubierto.

**b) Mayor longitud de tubería**

Se ha colocado un largo mayor. La curva actual tiene un radio mayor, lo que significa mayor cantidad de tubería.

**c) Pared de tubo**

La pared del tubo original era de 0.475" de espesor, la actual nueva es de 0.500" de espesor de pared, con un espesor de . 5% adicional.

**d) Profundidad del tubo**

El tubo actual está instalado a una profundidad 3 veces mayor que el original, por lo que se descarta el riesgo de que el tubo pueda tener un problema semejante al ocurrido.

e) **Válvulas**

Se instalaron 2 válvulas de 24" en cada margen. Si bien las válvulas no han sido incluidas en el reclamo, la instalación y obra civil significa un costo no menor de US\$. 150,000.00 por HARCRO.

Estos cinco Incisos los hemos valorizado inicialmente en 20% del total gastado que representa

US\$.  $14'185,014.00 \times 0.20 =$  US\$. 2'837,002.00

PETROPERÚ no aceptó dicho sistema de reducción de su reclamo, por lo que sobre US\$ 14'185,014.00 aceptó un total de US\$ 12'511,054.00 que significan un descuento de US\$ 1'673,960.00 en vez de los US\$ 2'837,003.00 propuestos inicialmente.

El monto de US\$ 12'511,054.00 fue aceptado por los Reaseguradores, luego de diversas reuniones conciliatorias, siendo finalmente aceptado por PETROPERÚ.

## **A.2. PERDIDA DE CRUDO**

El volumen de crudo perdido en el río fue de 24,587 barriles, que equivalen a 1'032,654 galones ó 3908 m<sup>3</sup>, el mismo que desapareció debido a su gran corriente, cuyas avenidas superan los 9000 m<sup>3</sup>/segundo en épocas de lluvia. Ello coadyuvó la desaparición del crudo en sus turbulentas aguas, sin posibilidad de recupero alguno.

Como el cálculo del monto de la pérdida para este rubro fuera efectuado en el contexto de un comité especial conformado por PETROPERU, los suscritos y los Ajustadores del Reasegurador venidos de Estados Unidos, la cifra de pérdida calculada según el reclamo presentado por los asegurados fue finalmente aceptada.

En realidad, inicialmente se discutió mucho respecto al procedimiento de cálculo de la pérdida física y sobre el monto del costo unitario a asumir por barril de petróleo siniestrado.

Finalmente, se estableció un faltante de crudo perdido en el río de 24,587 barriles netos, cuyo costo unitario luego del análisis de la estructura de costos presentada por los asegurados ascendía a



US\$ 16.00, dándonos una pérdida total para este rubro de US\$ 393,392.00, según el siguiente resumen:

A. Llenado de tubería Tramo Km.285 - Estación N° 5 - Tanque 5-D-1

INICIAL			FACT: TEMPER.	VOLUM 60°F
CRUDO	15'5" 4/8	48,652.19	80° F	
AGUA	0' 3" 0/8	698.04	0.9919	
		47,954.15		47,566
<b>FINAL</b>				
CRUDO	13'1" 1/8	41,191.05	80° F	
AGUA	0' 3" 0/8	698.04	0.9919	40,165
		40,493.01		

Volumen a 60° F 7,401 Bls

Volumen Neto (1.0 BSW) 7,327 Bls

Instalación adicional hasta descarga sistema de bombeo

Tubería de 16" Ø 662 mts. 540.14 Bls.

Tubería de 8" Ø 150 mts. 30.60 Bls.

570.70 Bls.

Netos : 570.70 x 0.9919 x 0.49 560 Bls.

Volumen efectivo de crudo 7,327 - 560 = 6,767 Bls.

B. Llenado de tubería Estación 1 - kilómetro 285 - Tanque 1 - D - 3

INICIAL			FACT. TEMPER	VOLUM 60° F
CRUDO	36'5" 0/8	113,366.38	80° F	
AGUA	0' 4" 1/8	489.15	0.9914	
		112,877.23		111,906
<b>FINAL</b>				
CRUDO	36'2" 5/8	112,745.54	80° F	
AGUA	0'4" 1/8	489.15	0.9914	
		112,256.19		111,291

Volumen Bruto a 60° F 615 Bls.

Volumen Neto (0.20 BSW) 614 Bls.

Instalación adicional hasta conexión a B/C

Tubería 8" Ø 704 Mts. 143.60 Mts.

Netos : 143.60 x 0.9914 x 0.9980 = 142 Bls.

Volumen efectivo utilizado 614 - 142 = 472 Bls.

C. Tubería de 34" Ø c cortada 1,450 mts.

Espesor 0.500" D1 - 74" - 2 x 0.50 - 23.0"

Volumen observado - 2.445 Bls.

2,445 x 0.9914 x 0.9980 = 2,419 Bls.

D. Volumen derramado sin considerar escurrimiento de tanque

A + B + C 6,767 + 472 + 2,419 = 9,658 Bls.

- E. Volumen escurrido del tanque 5 D-1 más bombeo adicional de Estación 1 (calculado según balance de Estación 1 y Estación 5).

Bombeo Estación 1: Bls. Brutos a 60° : 22,619 Bls netos :  
22,572

Recibido Estación 5: Bls. Brutos a 60° : 7,658 Bls.netos :  
7,643

Mermas de Crudo: Bls. Brutos a 60° : 14,960 Bls.netos :  
14,929

- F. Volumen total derramado

D + E 9,658 + 14,929 = 24,587 Bls netos

que al valor ponderado según Contabilidad de PETROPERÚ es US\$ 393,392.00, cifra que representa el monto de la pérdida a considerar para este rubro.

## **B. LUCRO CESANTE**

Tal como lo hemos referido anteriormente, la cobertura de Lucro Cesante garantiza la pérdida de la Utilidad Bruta del negocio, derivada de la paralización de las operaciones del oleoducto, como consecuencia del siniestro. Esto corresponde a una definición

consignada en la póliza y no se refiere a un concepto contable financiero como se le conoce usualmente.

Por la misma definición de póliza, la Utilidad Bruta es señalada como la sumatoria de la Utilidad Neta más los gastos estables del negocio, en la que se incluyen los Gastos Extraordinarios incurridos por los asegurados, a fin de disminuir la eventual pérdida de Lucro Cesante.

También por definición de póliza se ha establecido que la Utilidad Neta es aquella utilidad obtenida, excluyendo todo ingreso o aumento de capital y todos los gastos que pueda atribuirse al capital, resultantes del negocio asegurado, después de deducir los Gastos Estables incluyendo depreciaciones, pero antes de la deducción de los impuestos sobre las utilidades.

En el caso que nos estamos ocupando, no se consideró la pérdida de la Utilidad Neta, ya que los asegurados incurrieron en una serie de gastos a fin de evitarla. Sin embargo, se asumieron los componentes de los gastos estables relacionados tanto con el no uso del oleoducto como por la paralización de la explotación de los pozos petroleros.

En mérito a lo expuesto anteriormente, las partidas asumidas para el rubro de Lucro Cesante, fueron como sigue:

**B.1. Gastos de implementación para reducir la pérdida de Lucro Cesante.**

Estos gastos están relacionados con el proceso de reducción de la pérdida de Lucro Cesante.

**1) Provisión e instalación de tuberías provisionales**

Como se puede observar en el cuadro que presentamos enseguida, tiene el siguiente resumen desglosado:

<b>CLASIFICACION</b>	<b>US\$ ACUMULADO AL 15.02.96</b>
A.1 Personal Propio	US\$. 466,550.80
A.2 Personal de Terceros	5,457.30
B Combustible	4,558.12
C.1 Compra de Equipos	1,215.80
C.2 Utilización Equipo Propio	183,714.29
C.3 Alquiler de Equipo Terceros	33,008.83
D.1 Utilización de Servicios Terceros	1,202.28
D.2 Contratación Servicios Terceros	89,492.36
E.1 Compra de Materiales	104,144.50
E.2 Utilización Materiales Propios	394,828.21
F. Transporte aéreo	334,584.00
G. Indemnización Daños Terceros	0.00
H. Gastos Varios Generales	<u>28,214.40</u>
<b>Total</b>	<b>US\$. 1'646,970.89</b>

Se analizó detenidamente toda la documentación comercial contable que acreditaba los gastos efectuados para este centro de costos, estableciendo finalmente que su monto real ascendió a US\$ 1'422,260.00, frente a los 1'646,970.89 reportados, debiendo resaltar que la diferencia se debe principalmente al haberse evidenciado excesos de gastos en uso de personal y costos / hora para equipos, los que finalmente fueron obviados para los fines indemnizables; quedando el neto ya referido anteriormente.

**2) Gastos de Operación y alquiler de Barcazas**

Sobre un monto reclamado por PETROPERÚ de US\$. 7'549,214.59 y luego del proceso de verificación del caso, encontramos una cifra superior ascendente US\$. 7'579,529., debido a errores de contabilización y suma.

Luego del análisis del caso, se depuró la suma anterior usando los mismos principios que el trabajo de "Instalación" pero con una modificación adicional en las tarifas de equipos por hora, debido a que se consideró que la obra terminaría en 6 meses, sin embargo se consumieron 20 meses. Como ejemplo típico tenemos el costo del alquiler de los equipos de radio portátiles a US\$ 30.00/día, que significaron US\$ 30.00x 20 meses x 30 días = US\$ 18,000.

Es decir, se obtuvo una cifra casi dieciocho veces su valor de costo de adquisición, lo cual resultaba inadmisibile.

Otro aspecto pero a favor de PETROPERÚ fue la contabilización de las deducciones sobre equipo gastable a mediano plazo que se habían castigado pensando en que la obra demoraría poco tiempo.

El total ajustado fue de US\$ 6'718,687.00

El bombeo en el sistema provisional fue 13'572,968 barriles, siendo prorrateados los últimos 11 días por no tener la cantidad exacta pero tratándose de 547 días de trabajo, estimamos no significativo el error que pudiera haber, ya que sería  $\pm 10\%$  de 11 días que son 1.1 días en 547 ó 0.2% de error.

Luego, el promedio por día fue 13'572,968 barriles ó 24,813 barriles/día.

La cantidad gastada fue US\$ 6'718,687.00, lo que significa US\$ 0.495 por barril.

Sobre estos montos tenemos 4 descuentos a efectuar, como son:

- 1.- Demora entre el día del siniestro y el comienzo de obras por 223 días. Este comentario fue discutido varias veces con PETROPERÚ y anunciado en reuniones e informes.

Se calculó que ameritaban 45 días de mayor plazo que el necesario, monto que viene a ser 20.179% de los 223 gastados entre el día del siniestro y el inicio de obras.

Sabemos que el problema fue serio, que hubo que tomar decisiones fuera de lo común, la movilización del contratista fue especial, etc. pero nuestra recomendación fue rebajar el plazo de 223 a 178 días.

Esto significa, usando el costo por barril y el monto promedio bombeado:

$$\text{US\$} \cdot 0.495 \times 21.130 \times 45 = \text{US\$} \cdot 470,670.$$



- 2.- La Sección I en su parte Lucro Cesante protege la operación tal como estaba al momento del siniestro. El oleoducto estaba bombeado 21,130 Bbls/día. Según promedio histórico basado en el listado siguiente:

Bombeo en Miles de barriles

<b>Mes</b>	<b>24"0</b>	<b>12"0</b>
<b>1993</b>		
Abril	556	1614
Mayo	628	1655
Junio	613	1584
Julio	540	1908
Agosto	725	1800
Setiembre	586	1722
Octubre	581	1716
Noviembre	792	1662
Diciembre	645	1903
<b>1994</b>		
Enero	763	1929
Febrero	502	1686
Marzo		
	7712 27%	21021 73%

Promedio diario 21,130 barriles, que en 547 días deberían ser 11'558,110 barriles. Sin embargo fueron bombeados 13'572,968 barriles, lo cual implica un

incremento en la cantidad de barriles bombeados muy superior al periodo normal de negocio, cuando en realidad ocurrió un siniestro.

Es decir, hubo un incremento sustancial de los barriles de petróleo bombeados del 14.8%, de acuerdo al siguiente cálculo:

$$1 - \frac{11,558,110}{13,572,968} = 14.8\%$$

Luego, la indemnización se reduce en:

$$\text{gastos } 6'718,687.00 \times 0.148 = \text{US\$ } 994,365.00$$

- 3.- La estación de bombeo provisional instalada en el río Marañón significó un ahorro en el costo variable de PETROPERÚ de US\$ 0.03 por Bbl. Ya que la energía utilizada de la estación N° 1 a la N° 5 se vio reducida de la Estación N° 1 al río Marañón. PETROPERÚ propuso abonar el 50% de dicho costo, lo que fue razonable.

Habiendo así un abono de:

$$11'558,110 \text{ Bbls} \times \text{US\$ } 0.015 = \text{US\$ } 173,371.00$$

- 4.- El promedio de bombeo fue de 21,130 barriles/día sin embargo, en los primeros meses se tuvo un promedio de:

7 días de abril	23,735 Bbls/día
Mayo	32,406
Junio	31,185
Julio	36,433

Este exceso de bombeo se debió a que el tancaje de reserva estaba lleno.

<b>MILES DE BARRILES</b>		
<b>LUGAR</b>	<b>CAPACIDAD TOTAL</b>	<b>CAPACIDAD ACTUAL DE RECEPCION AL 06.04.</b>
REFINERIA IQUITOS	200	70
REFINERIA PUCALLPA	130	30
TROMPETEROS	235	55
ESTACION 1	435	170
4 BARCAZAS	100	100
	1100	425

Como se ha indemnizado 24 días de paralización total ó 507,120 barriles, no bombeados se estaría reconociendo el problema dos veces.

- a) Al indemnizar la parada de 24 días

- b) Al indemnizar el exceso de bombeo acumulado por 24 días y bombeado después del 24 abril.

Esto no ha sido valorizado pero se ha incluido en el factor antes aplicado.

### RESUMEN

Reclamo ajustado	US\$. 6'718,687.
<b>Menos :</b>	
1. Demora	US\$. 470,670.
2. Reconocimiento de volumen de bombeo al momento del siniestro	US\$. 994,365.
3. Abono por ahorro de gastos variables de bombeo	US\$. <u>173,375.</u>
Reconocido Indemnizable	US\$. 5'080,277.

Sobre este monto PETROPERÚ no acepto los descuentos indicando que el costo obtenido por nosotros fue de US\$. 0.495 por barril, pero que la paralización del sistema tendría como consecuencia un

mayor costo de US\$ 3.00 por barril (Ver Capitulo Lucro Cesante).

Si se aceptó el ahorro en gastos variables de US\$ 173'375.00

El tema fue discutido largamente y se llevaron a cabo 2 visitas de los señores ALL MORROW y G.S. BRYAN a Lima.

Se consultó con el Broker y los Reaseguradores que dieron aceptación a este reclamo quedando el monto indemnizable en:

Ajustado	6'718,687.
Demoras	(470,670)
Menor ahorro de gastos variables	(173,375)
Mayor volumen de bombeo	
(Parte del total)	<u>(112,134)</u>
	US\$. 5'962,508.

como monto de está sección.

## **B.2. COSTOS FIJOS ASUMIDOS (COMPREDIDOS EN EL RUBRO DE LUCRO CESANTE)**

Aquí consideramos los costos fijos que siguieron incurriendo los asegurados, no obstante la paralización del oleoducto y de los pozos de producción en el lote 8. Es decir, comprende los Gastos Estables que siguieron incurriéndose, aunque no existió volumen de producción, tales como sueldos y salarios, alquileres y otros.

### **PARTE PRIMERA – COSTOS FIJOS POR NO USO DEL OLEODUCTO**

Aquí consideramos con fines indemnizatorios, los costos fijos incurridos por PETROPERÚ por el no uso del oleoducto en sus tramos:

TRAMO I: Estación 1 a Estación 5 (tubería de 24").

TRAMO II: Estación 5 a Bayovar (tubería de 36").

A estos costos fijos incurridos por PETROPERÚ al no haber flujo de petróleo crudo por la rotura del oleoducto bajo el Río Marañón, se le suma un pequeño mayor consumo de petróleo diesel para el bombeo de crudo de la estación 5 a Bayóvar, debido a la no contribución del crudo de la zona de captación de la estación I (sistema 24"), que por tener una menor densidad producía una mezcla con menor viscosidad.

Al no haber presencia de este crudo en la estación 5, sólo se bombeó

el producto del Tramo Ramal Norte (tubería 12") con una mayor viscosidad. El mayor consumo de petróleo diesel fue notable.

Para poder dimensionar este reclamo se utilizaron los parámetros siguientes:

### **Tiempo**

Del 30 de Marzo de 1994, día del siniestro, hasta el 24 de abril de 1996, inicio del sistema de barcazas, total 24 días.

### **Volumen de crudo**

Se tomó el Volumen de crudo bombeado en los 12 meses anteriores al siniestro que fueron:

<b>Mes</b>	<b><u>Miles de Bbls.</u></b>
Abril	556
Mayo	628
Junio	613
Julio	540
Agosto	725
Setiembre	586
Octubre	581
Noviembre	792
Diciembre	645

Enero	763
Febrero	502
Marzo	671
	7,712

7,712 = 21,130 Bbls. de promedio/día ( tomando las fracciones)  
365 días

El tramo I se une con el Tramo II de 36" y con el de Andoas de 12" para formar la subida a Porculla y descarga al Puerto de Bayovar (ver croquis)

Luego, PETRÓLEOS DEL PERÚ dejó de bombear 21 130 Bbls. por día ó 507 120 Bbls. en los 24 días, manteniendo este sistema vacío pero incurriendo en un costo fijo proporcional al bombeo.

### **Costo Fijo por Barril**

PETROPERÚ nos entregó con el Informe No. 2 el Anexo II (2 páginas) que se incluye y en el cual se demuestra que el costo fijo por barril que se incurre, así el sistema este sin uso es de:

	<b><u>US\$. x Barril</u></b>
Tramo 24" I	0.42
Tramo 36" II	0.49



El cálculo se basa en dividir el total del costo anual presupuestado en 1994, entre el volumen de crudo transportable en soles, transformados a dólares a S/. 2.18 ( cambio de la fecha ) y divididos entre costos fijos y variables según listado en 2da. página.

Luego, tenemos la liquidación siguiente :

TRAMO	Bbls/día	US\$ X BARRIL	DIAS	TOTALUS\$
I	21,130	0.42	24	212,990.
II	21,130	0.49	24	248,488.
				US\$461,478

Existe después un costo razonable que se define como “mayor energía necesaria para el bombeo de crudo de estación 5 por alta viscosidad del crudo de ANDOAS”

Como no se bombeó el Tramo I hubo que gastar más diesel # 2, para el bombeo de la estación 5 a Bayovar.

En el Tramo II se bombea crudo que llega del Tramo I y crudo del Ramal Norte.

El crudo de Ramal Norte es más pesado que la mezcla que normalmente es bombeada, por lo que se genera un mayor consumo de combustible en las turbo bombas del sistema.

Mayor consumo combustible.

	<u>Consumo Específico</u>
Crudo 20 API (Ramal Norte)	0.242448 GI/Bbl.
Crudo Mezcla	<u>0.231273 GI/Bbl.</u>
Mayor consumo específico	0.011175 GI/Bbl.
Valor bombeo de Estación 5 a	
Bayovar en Abril	1'979,984 Bbls.

Costo del mayor consumo en

1'979,984 Bbls. x 0.011175 GI/Bbls. x 0.53 US\$./GI =  
US\$. 11,726.95

Como resumen de esta parte tenemos :

Costos Fijos incurridos por no bombeo	US\$ 461,478.
Mayor Costo de Bombeo por diferencia de viscosidad	<u>11,727.</u>
Total Indemnizable	US\$. 473,205.

El deducible a aplicar serían 15 días que representan

15 x 473,205 = US\$ 295,753.00

por lo que se tuvo que optar por el deducible de US\$ 500,000.00 por ser mayor.

**PARTE SEGUNDA – PARALIZACION DE POZOS EN PRODUCCION EN EL LOTE 8.**

**DEFINICION**

Aquí consideramos los costos fijos por paralización de pozos en producción en el " lote 8 " que descargan su producción a la Estación 1.

El lote 8 produce un promedio de 29 500 Bbls/día y los envía por diferentes medios a la Estación N° 1 San Juan de Saramuro.

Al parar el bombeo del tramo I de 24" desde el 30 de Marzo al 24 de Abril los pozos tuvieron que desviar su producción a diferentes lugares llegando a saturar el tankaje existente que aproximadamente era:

**MILES DE BARRILES**

LUGAR	CAPACIDAD TOTAL	CAPACIDAD DE RECEPCION AL 06.04.94
REFINERIA IQUITOS	200	70
REFINERIA PUCALLPA	130	30
TROMPETEROS	235	55
ESTACION 1	435	170
4 BARCAZAS	100	100
	1100	425

La Refinería de Iquitos tiene un consumo de 1500/2000 barriles/día que fue un alivio, pero el sistema de pozos tuvo que parar el 22 al 30 de Abril de 1994 por falta de tankaje para almacenamiento de crudo, ya que estaban todos llenos.

Si no hubiere ocurrido el daño no hubieran parado los pozos. Si hubiera habido mayor capacidad de tanques los pozos no hubieran tenido que ser parados.

Por lo expuesto se indemnizan los gastos fijos incurridos por el Asegurado los días de paralización, bajo el cálculo siguiente:

Días parados : 8

### **Costo Fijo por Barril**

PETROPERÚ utilizó un cálculo muy exacto que fue el costo incurrido de Enero a Setiembre de 1994 US\$. 48'235,039.

El resultado fueron 8'031,253 Bbls.

Por lo tanto  $\frac{48'235,039.}{8'031,253} =$  US\$. 6.01

8'031,253

Luego, el costo por barril reclamado fue de US\$ 6.01 ó US\$ 448,117.62 en total.

Sin embargo, al estudio de la hoja de costos se notó que en el producto de US\$. 6.01 por barril, se incluía la cantidad de US\$. 25'072,311. como regalías, lo que no es cubrible por la póliza, ya que el crudo no extraído no se había perdido, quedó en los pozos.

Por lo expuesto se efectuó el cálculo siguiente :

$$\text{US\$ 6.006} - \frac{\text{US\$ 25'072,311.}}{8'031,253 \text{ Bbls.}} = \text{US\$ 2.8841}$$

El valor sería: US\$. 2.8841 x 74,562. = US\$. 215,044.

Monto que se acepta como indemnizable para los gastos fijos incurridos por el cierre de los pozos del lote 8 del 22 al 30 de Abril de 1994.

El resumen de montos considerados para las partes primera y segunda es como sigue a continuación:

RESUMEN CAPITULO V	
PARTE	
PRIMERA	US\$. 473,205.00
SEGUNDA	US\$. 215,044.00
TOTAL	US\$ 688,249.00

El resumen de pérdidas calculado por los suscritos y que permitió establecer el monto de la pérdida luego de depurar el reclamo del asegurado, es como sigue a continuación:

SECCION		RESUMEN RECLAMADO	AJUSTADO
I	PERDIDA CRUDO	393,392	393,392
II	INSTALACIONPROVISIONAL	1'609,320	1'422,260
III	SISTEMA DE BARCAZAS	7'579,529	5'962,508
IV	REPOSICION DE SISTEMA	16'575,815	12'481,054
V	LUCRO CESANTE	998,419	688,318
		<b>27'156,475</b>	<b>20'947,532</b>

## **DEDUCIBLES Y RECUPERO**

### **1.- DEDUCIBLE**

El deducible a aplicar según Póliza para la Sección I. es de :

US\$. 250,000.00	Por Daños Materiales
US\$. 500,000.00	ó 15 días, lo que sea mayor, por Paralización del Negocio.

En el caso aplicamos el deducible por Daños Materiales de US\$. 250,000.00 y el deducible para Paralización del Negocio de US\$. 500,000.00, ya que si se aplican los 15 días tendríamos :

Bombeo promedio 21,130 Bbls. x día.

Días	15
Gasto Fijo por barril	US\$. 0.42
Total	US\$. 133,119.00

Luego, el deducible es US\$. 750,000.00

## **2.- RECUPERO**

- a) Tubería nueva de 24" que sobró
- b) Tubería de 24" original
- c) Motobomba
- d) Ropa, cascos, botas, borregines, mandiles de soldar, etc.
- e) Muebles
- f) Herramientas de mecánica.
- g) Ventiladores, linternas, lámparas, etc.
- h) Tubería de 8" y válvulas de 8"
- i) Manguerones de succión y descarga de 8" x 30' en más de 12 tramos.

- j) Aguateros.
- k) Radios transmisores/receptores manuales. Centrales de comunicación onda corta.
- l) Viviendas con instalación de agua, desagüe y electricidad, ramadas y otros.
- m) Materiales de escritorio.
- n) Otros.

Todo este material, luego de ser valorizado por los suscritos; quedó como propiedad de PETROPERÚ al haberse efectuado la deducción del caso del monto de la pérdida, lo cual fue aceptado sin mayores observaciones.

En el contexto de los elementos de juicio expuestos anteriormente, la indemnización final para el reclamo se calculó así:

PERDIDA	US\$ 20'947,532.00
DEDUCIBLE	<u>750,000.00</u>
INDEMNIZACION BRUTA	US\$ 20'197,532.00
RECUPERO	<u>60,000.00</u>
<b>INDEMNIZACION NETA</b>	<b>US\$ 20'137,532.00</b> <b>=====</b>



## **A) CONCLUSIONES**

Al concluir el proceso de ajuste, se llegaron a las siguientes conclusiones:

El siniestro fue producido por un hecho de la naturaleza, súbito e imprevisto; ajeno a la intervención del hombre.

El río Marañón se embalsó en uno de sus cauces debido a la presencia de cuerpos sólidos tales como piedras, palizadas, ramas y otros, formando un dique natural; el que al romperse produjo un desembalse con tal fuerza que impactó violentamente contra la tubería del oleoducto, haciéndola inicialmente flexionar; hasta finalmente fracturarla, condicionando la pérdida de miles de barriles de petróleo y la contaminación de la zona y el río, con el daño ecológico consecuencial.

Esta hipótesis se vio reforzada por un informe técnico expedido por la firma PIPETRONIX INC con sede en Estados Unidos, quienes opinaron que quedaba descartada la posibilidad de que la tubería haya colapsado por corrosión, ya que en el periodo enero / marzo de 1993 efectuaron una inspección a las mismas mediante el sistema de raspatubos electromagnéticos, encontrando conforme sus espesores y características originales

Desde el año 1984 hasta 1990, PETROPERU llevó a cabo un proyecto de afianzamiento del oleoducto, mediante un contrato de préstamo con el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, mediante el cual se consideran los estudios en los principales cruces del oleoducto con los ríos de la selva, con el objeto de determinar su estado y condiciones de operación.

En este estudio se consideró el cruce del kilómetro 285 ONP, donde se produjo el siniestro, estableciéndose un proceso erosivo del caudal del río Marañón que produjo la exposición de la tubería, teniendo finalmente que ejecutarse trabajos de reforzamiento en la zona consistentes en la construcción de espigones sumergidos, aguas arriba del sector afectado, no obstante lo cual ocurrió el siniestro.

El siniestro se vio coadyuvado por la creciente extraordinaria de los ríos de la selva, ocurrido en 1994; causando una serie de daños a instalaciones ribereñas ubicadas en ciudades tales como Iquitos y Pucallpa, afectando las instalaciones de PETROPERU S.A., a las que no se pudo sustraerse el cruce del oleoducto nor-peruano en el río Marañón.

- Habiendo sido el siniestro causado por hechos súbitos e imprevistos de la naturaleza, se enmarca en la definición de riesgo cubierto consignado en la póliza; en cuya virtud el reclamo resultó indemnizable.
  
- A raíz de la ocurrencia del siniestro, se produjeron serios daños a las instalaciones del oleoducto nor-peruano; lo cual condicionó la interrupción de sus actividades extractivas, de bombeo de petróleo y productivas en las refinerías de PETROPERU S.A., produciéndoles pérdidas de Lucro Cesante entendidas en la póliza como la erogación de Gastos Estables su respaldo en las ventas, así como la pérdida de la utilidad neta, con grave deterioro de la situación económico financiero de la empresa.
  
- Finalmente se estableció una suma indemnizable para los rubros de Daño Material y Lucro Cesante de US\$ 20'137,532, cifra record en la historia del mercado asegurador nacional, cuyo monto fue cancelado íntegramente tanto por la Compañía de Seguros y Reaseguros EL PACIFICO PERUANO SUIZA como por los Reaseguradores con sede en Estados Unidos.

**B. RECOMENDACIONES DE LA OCURRENCIA**

- A raíz del siniestro y por instrucciones tanto de los Reaseguradores como de la Compañía de Seguros EL PACIFICO PERUANO SUIZA, los señores PETROLEOS DEL PERU S.A. tuvieron que enfrentar un proceso de construcción de sistemas de defensa y estabilización del oleoducto, entre ellos un sistema de enrocado en los cruces de los ríos aguas arriba a la ubicación de las tuberías.
  
- Ello implicó la concertación de líneas de crédito con diversos bancos a fin de efectuar los estudios pertinentes y finalmente la contratación de las firmas que se harían cargo de su ejecución.

# ANEXOS

- **PRESENTACION DEL RECLAMO VIA CARTA POR PETROPERU**
- **CONVENIO DE AJUSTE CONSIGNANDO LA SUMA INDEMNIZABLE ANUAL**



# PETROLEOS DEL PERU

TESR-CF-0939-94

San Isidro, 01 de Abril de 1994

Señores  
EL Pacifico - Peruano Suiza  
Cía de Seguros y Reaseguros  
Presente.-

ATT.: Sr. Fernando Peñalosa

Ref.: Siniestro PP-916 del 30.03.94.  
Rotura Oleoducto Nor-Peruano Km. +285

Confirmando el aviso telefónico efectuado en la fecha formulamos la presente declaración del Siniestro de la referencia, para su conocimiento y fines de la cobertura de la Póliza Integral No. 2723, de acuerdo a la información preliminar recibida de nuestra unidad Operaciones Piura.

Fecha	30.03.94.
Hora	15:00 a 16:00 horas
Localización	Kilómetro +285. Río Marañón
Daños aparentes	Rotura de la tubería del Oleoducto en el río Marañón. La tubería cruza el río bajo el agua, el ancho del río es de aproximadamente 20 metros. El diámetro de la tubería es de 24 pulgadas.  Hay una pérdida aproximada de 25,000 barriles de Crudo Loreto
Naturaleza del Sntro:	En investigación.
Monto Aproximado De los daños	En evaluación

**PETROPERU S.A.**

PASEO DE LA REPUBLICA 3381, APARTADOS 3120 - 1081, LIMA, PERU  
TELEX 20363 . 26682, TELEFONOS 426000 - 426033, FAX 400747

CONVENIO DE AJUSTE

Pag. 1 de 2

sin reconocer responsabilidad, ni contraer obligación cualquiera para los Asegurados y sin perjuicios de ninguna naturaleza, queda entendido y convenido por la presente, por y entre nosotros, **PETROLEOS DEL PERU**

Asegurado o su Apoderado, bajo Póliza N° **2723** de **TODO RIESGO**

Que entiende asegurar la propiedad en ella descrita consistente en

**EXPLOTACION, PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE HIDROCARBUROS**

y los interventores suscritos en presentación y actuando en nombre de los Ajustadores interesados, que las Pérdidas y/o Daños directamente imputables a dicha propiedad como resultado de **ROTURA DEL OLEODUCTO 24" BAJO EL RIO MARAÑÓN** ocurrido el 30.03.94

son las que se indican más adelante, cuyas cifras son por lo tanto definitivas y no estarán sujetas a modificación alguna, siendo entendido que para efecto de la indemnización, si la hubiere, se aplicarán todas las condiciones, términos y estipulaciones de la póliza vigente al momento del siniestro

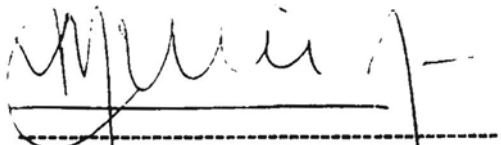
DESCRIPCION

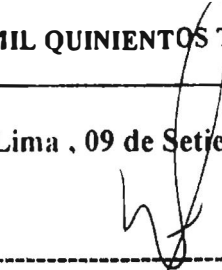
PERDIDA	US\$. *20'947,532.00
DEDUCIBLE	<u>750,000.00</u>
INDEMNIZACION BRUTA	US\$. *20'197,532.00
RECUPERO	<u>60,000.00</u>
INDEMNIZACION NETA	US\$. 20'137,532.00
(según cuadro anexo que es parte de este documento)	

SON : VEINTE MILLONES CIENTO TREINTISIETE MIL QUINIENTOS TREINTIDOS Y 00/100 DOLARES AMERICANOS

S.E. ú O

\_\_\_\_\_  
Lima , 09 de Setiembre de 1996

  
-----  
Asegurado(s) o su(s) Apoderado(s)

  
-----  
Ing. Edua o Barrón D.  
EL AJUSTADOR  
REG. SBS. APN 021



- **REPORTE TECNICO DE LA FIRMA PIPETRONIX INC HOUSTON, RESPECTO AL BUEN ESTADO DE LA TUBERIA QUE SIRVIO PARA DAR COBERTURA AL SINIESTRO.**
- **CARTA DE REPORTE DE MANTENIMIENTO DEL OLEODUCTO PRESENTADO POR PETROPERU, DONDE CONSTA LOS TRABAJOS EFECTUADOS POR ESTE CONCEPTO ANTES DE LA OCURRENCIA DEL SINIESTRO.**

OLEODUCTO  
 FECHA 05 MAY 1994  
 Int. Acc. Coord Arch  
 Comentar   
 Formo  Seguimiento



A Subsidiary of Preussag

TELEFAX # 626

Para: PETROPERU S.A. - OLEODUCTO  
 Unidad de Ingeniería

Atención: Sr. Ing. Claudio Goyburo C.  
 Fax # 011-51-74-325857  
 Est. 2411

CC: Ing. Eloy Llin. S. Mantenimiento  
 Ing. Percy Lopez  
 Integral - Lima

De: PIPETRONIX INC. - Houston

Re: Solicitud de Comentarios Específicos del Cruce Rio Marañon - Tramo I  
 Su Fax # MNOL-ING-163-94

# of Páginas: 03

Mayo 3, 1994

Estimado Ing. Goyburo,

Atendiendo a su solicitud, hemos procedido a revisar la copia en microfilm del registro MAGNESCAN™ correspondiente a la inspección del Tramo I del O.N.P. realizada entre Enero y Marzo de 1993. Al respecto, le informamos que los registros de la Corrida 1-A en el área del Cruce del Rio Marañon (Km 285) muestran lo siguiente:

- El Cruce del Rio Marañon (tubería de 0.500" de espesor nominal) no presenta señales significativas atribuibles a pérdidas metálicas.
- Las señales mas severas atribuibles a pérdidas metálicas en el área de interés se presentan en la margen izquierda del Cruce (aguas-arriba, hacia Est. 1), no abarcando el punto de ruptura indicado por PETROPERU.

Sobre la margen derecha del Rio Marañon (aguas-abajo, hacia Est. 5) se observa una señal "no específica" 0.9 m aguas-arriba de la soldadura donde cambia el espesor nominal de 0.500" a 0.250". Como se explicó en el Reporte Final, dichas señales parecen ser atribuibles a corrosión, por lo que se recomendó que PETROPERU estableciera la necesidad de una investigación posterior.

Se observan tambien dos señales reportadas como acoples de 2 pulgadas.

El primer punto donde aparecen señales significativas (Clase 2 = 30% - 50% de pérdida metálica) en la margen derecha del Cruce, corresponde a una distancia de 214.6 m aguas-abajo del cambio de espesor antes mencionado.

Página 1 de 3

Agradeceremos comunicarnos cualquier consulta adicional que estimen conveniente.

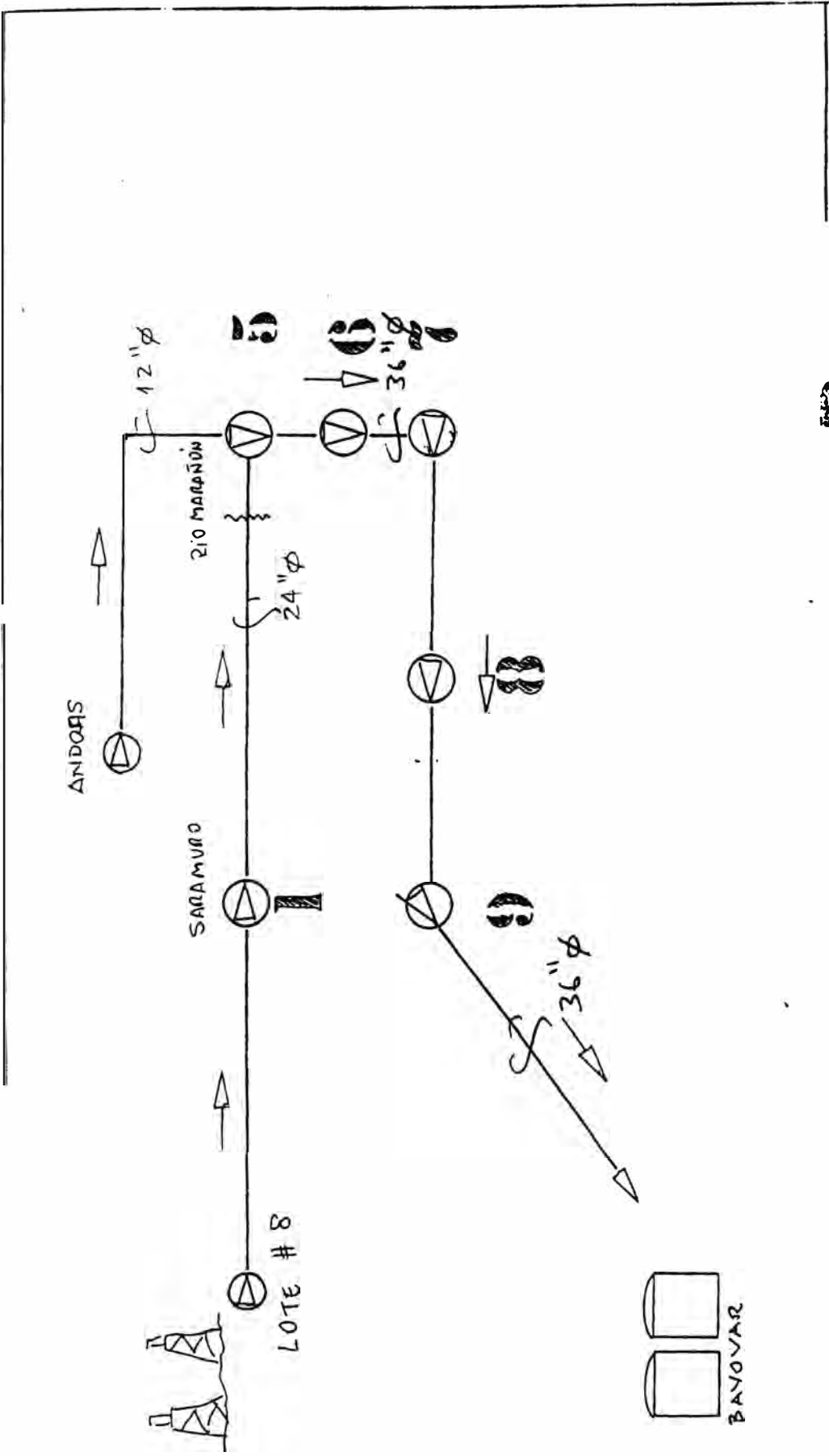
Atentamente,

  
William Brown  
Interpretation Dpt.

  
Bryan Pluterman  
Inspection Services Dpt.

Adjunto Página 41 de la Tabla 4.1 del Reporte Final  
Area de interés a partir de Sección Tubular # 3925

- **CROQUIS GENERAL DEL FLUJO DEL OLEODUCTO**
  
- **CROQUIS DEL TENDIDO DE LINEAS PARA CARGA Y DESCARGA DE BARCAZAS (INSTALACION PROVISIONAL PARA DISMINUIR LA PERDIDA DE LUCRO CESANTE**

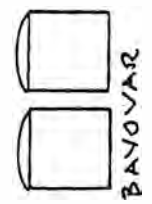


**BARRON AJUSTADORES**

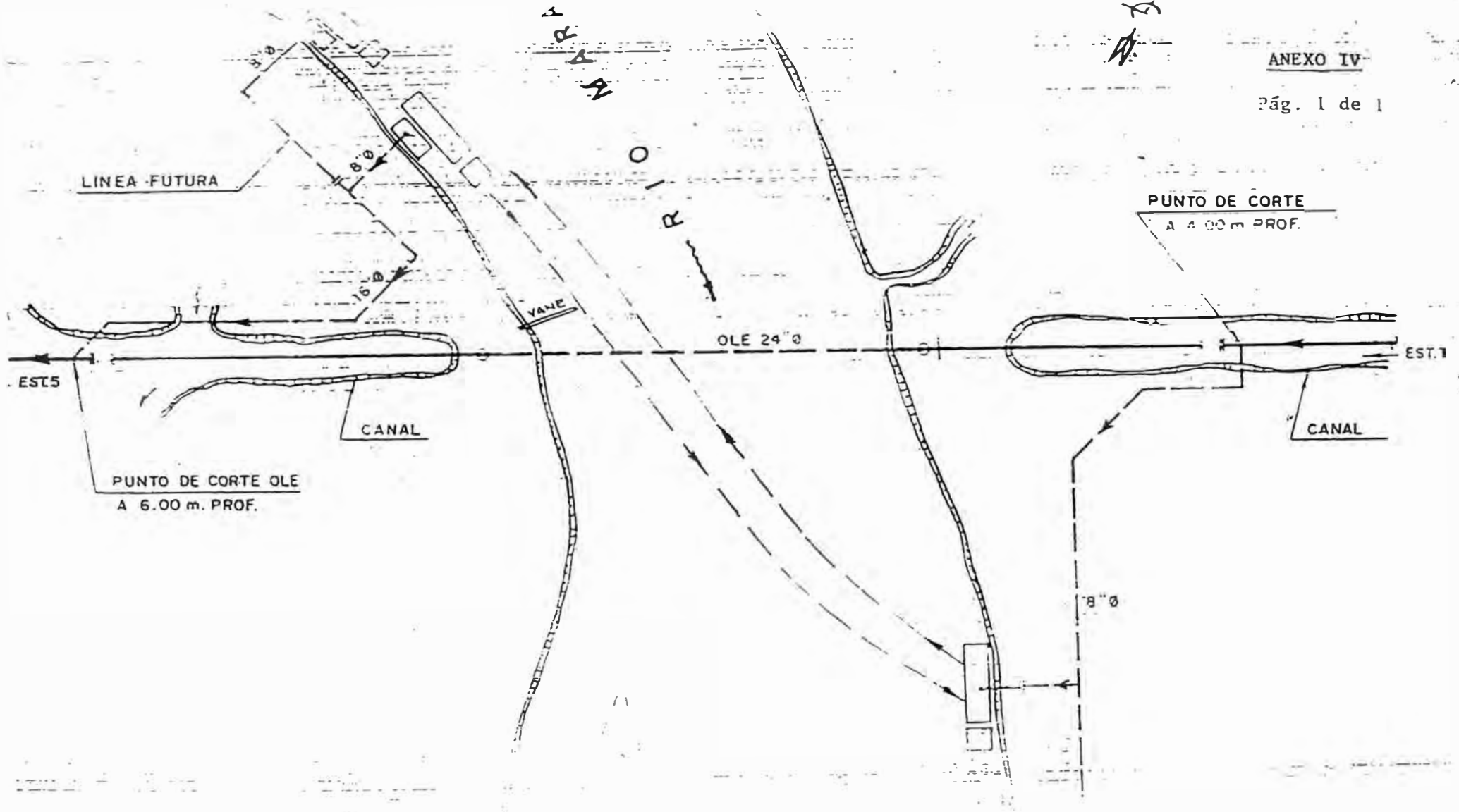
DRAWN BY: [Signature]  
 REVISION: NIL  
 DRAWING NUMBER: NIL

APPROVED BY: [Signature]  
 E. BARRON

SCALE: N°  
 DATE: AUGUST. 96  
 PROJECT: CROQUIS DEL FLUJO DEL OLEODUCTO  
 CLAIM: PETRO PERU CLAIM PP. 916



BAYOVAR



KM. 285

TENDIDO DE LINEAS PARA CARGA Y DESCARGA DE BARCAZAS

- **RESUMENES DEL TOTAL DEL RECLAMO PRESENTADO POR PETROPERU, ELABORADO POR:**
  - a) **El Ajustador del reasegurado G.S. BRYAN**
  - b) **Barron Ajustadores SCRL**
  - c) **Resumen de la última apreciación de PETROPERU sobre su reclamo según carta TESR-OP-CF-628-96.**
  
- **COSTOS Y PRESUPUESTOS ASUMIDOS PARA EL CALCULO DE LAS PERDIDAS DE LOS RUBROS DE DAÑO MATERIAL Y LUCRO CESANTE.**

**SCHEDULE OF :**

Assured: **Petroleos del Peru**  
 Type of Claim: **Physical Damage**  
 Name of Loss: **Maranon River Crossing**  
 Date of Loss: **March 31, 1994**

File No.: **GSB-2246**  
 Adjuster: **G.S. Bryan**  
 Phone No.: **(713) 492-00**  
 Fax No.: **(713) 492-70**

**RECAP: TOTAL AMOUNT CLAIMED BY REPORT**

<b>REPORT NO.</b>	<b>I. LOSS OF CRUDE</b>	<b>II. EMERGENCY OPERATIONS</b>	<b>III. BARGE OPERATIONS</b>	<b>IV. RECONST. OF PIPELINE</b>	<b>V. LUCHO CESANTE</b>	<b>TOTAL REPORTS</b>
Report No. 1	\$393,392.00	\$1,048,567.00	\$1,240,011.00	\$364,814.00	\$0.00	\$3,046,784.00
Report No. 2	\$0.00	\$90,729.00	\$1,247,556.00	\$2,580,241.00	\$550,301.00	\$4,468,827.00
Report No. 3	\$0.00	\$1,361.00	\$700,288.00	\$3,136,850.00	\$448,118.00	\$4,286,617.00
Report No. 4	\$0.00	\$8,242.00	\$986,207.00	\$767,479.00	\$0.00	\$1,761,928.00
Report No. 5	\$0.00	\$0.00	\$317,209.00	\$302,862.00	\$0.00	\$620,071.00
Report No. 6	\$0.00	\$10,224.00	\$504,000.00	\$1,303,122.00	\$0.00	\$4,817,346.00
Report No. 7	\$0.00	\$337,396.00	\$869,643.00	\$2,133,578.00	\$0.00	\$3,340,617.00
Report No. 8	\$0.00	\$0.00	\$281,010.00	\$0.00	\$0.00	\$281,010.00
Report No. 9	\$0.00	\$1,177.00	\$465,633.00	\$319,475.00	\$0.00	\$1,316,285.00
Report No. 10	\$0.00	\$0.00	\$475,876.00	\$40,722.00	\$0.00	\$516,598.00
Report No. 11	\$0.00	\$0.00	\$114,208.00	\$1,259,280.00	\$0.00	\$1,373,488.00
Report No. 12	\$0.00	\$11,639.00	\$291,756.00	\$887,392.00	\$0.00	\$1,190,787.00
Report No. 13	\$0.00	\$99,985.00	\$86,157.00	\$0.00	\$0.00	\$186,142.00
<b>TOTALS:</b>	<b>\$393,392.00</b>					



**ANEXO III**  
**RESUMEN PRELIMINAR DE GASTOS CONSOLIDADOS**  
**SINIESTRO P 916-94 ROTURA DEL OLEODUCTO NORPERUANO KM 265**

CLASIFICACION	INFORME 1 DEL 15.08.94 (1)		INFORME 2 DEL 27.10.94 (2)		INFORME 3 DEL 05.01.95		INFORME 4 DEL 15.04.95		INFORME 5 DEL 17.05.95		INFORME 6 DEL 18.07.95		INFORME 7 DEL 08.09.95	
	US \$	US\$	US \$	US\$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
<b>PERDIDA DE CRUDO</b>		<b>393,382.00</b>												
<b>GASTOS DE EMERGENCIA</b>		<b>1,085,997.24</b>		<b>90,728.11</b>		<b>1,381.03</b>		<b>8,241.54</b>				<b>10,224.00</b>		<b>337,385.78</b>
A.1 Personal Propio	430,781.00		35,789.80											
A.2 Personal de Terceros	2,721.72		1,558.31											
B. Combustible	884.12		3,874.00											
C.1 Compra de Equipos	1,215.80													
C.2 Utilización de Equipo Propio	155,518.29		18,858.00									10,224.00		
C.3 Alquiler de Equipo de Terceros	3,784.84		20,982.45				8,241.54							
D.1 Utilización de Servicios Propios	1,202.28													
D.2 Contratación de Servicios de Terceros	81,781.82		7,700.54											
E.1 Compra de Materiales	82,325.84		735.21											288,538.78
E.2 Utilización de materiales propios														40,893.00
F. Transporte Aéreo	280,255.00		3,450.00											
G. Indemnización de Daños a Terceros														
H. Gastos Varios Generales	25,708.63				1,381.03									
<b>GASTOS DE OPERACION DEL SISTEMA DE BARCAZAS</b>		<b>1,209,873.88</b>		<b>1,247,567.05</b>		<b>700,288.48</b>		<b>886,212.04</b>		<b>317,219.91</b>		<b>503,999.45</b>		<b>669,848.02</b>
<b>Del 24/04/94 al 31/05/94</b>														
A.1 Personal Propio	453,780.00		91,523.80		18,094.10		11,575.34							
A.2 Personal de Terceros	2,035.74													
B. Combustible	832.58		11,821.00											
C.1 Compra de Equipos	13,588.02													
C.2 Utilización de Equipo Propio	114,948.83		48,058.00				3,171.00					18,764.00		
C.3 Alquiler de Equipo de Terceros	18,898.49		153,388.37				8,858.31							
D.1 Utilización de Servicios Propios	1,794.88													
D.2 Contratación de Servicios de Terceros	75,585.79		54,225.17											
E.1 Compra de Materiales	178,831.81		5,388.78		884.07									
E.2 Utilización de materiales propios														
F. Transporte Aéreo	275,380.00		170,470.00											41,825.00
H. Gastos Varios Generales	45,123.85				7,507.02									
	<b>1,178,777.45</b>		<b>534,878.83</b>		<b>26,425.18</b>		<b>23,705.65</b>		<b>18,764.00</b>					<b>41,825.00</b>
<b>Junio 1994</b>														
A.1 Personal Propio			64,180.00		21,783.00		21,703.77							
A.2 Personal de Terceros			3,925.50											
B. Combustible			12,505.00											
C.1 Compra de Equipos	4,370.31		8,202.70		2,378.28									
C.2 Utilización de Equipo Propio			48,280.00				4,532.00							
C.3 Alquiler de Equipo de Terceros			112,082.33											
D.2 Contratación de Servicios de Terceros			1,488.24		1,010.00									
E.1 Compra de Materiales	25,784.10		10,874.71											
F. Transporte Aéreo			178,670.00											21,224.00
H. Gastos Varios Generales	2,742.02				47,042.57									
	<b>32,898.43</b>		<b>438,898.48</b>		<b>72,184.85</b>		<b>26,235.77</b>							<b>21,224.00</b>

ANEXO III  
RESUMEN PRELIMINAR DE GASTOS CONSOLIDADOS  
SINIESTRO P 916-94 ROTURA DEL OLEODUCTO NORPERUANO KM 285

CLASIFICACION	INFORME 1 DEL 15.08.94 (1)		INFORME 2 DEL 27.10.94 (2)		INFORME 3 DEL 05.01.95		INFORME 4 DEL 15.04.95		INFORME 5 DEL 17.05.95		INFORME 6 DEL 18.07.95		INFORME 7 DEL 08.09.95	
	US \$	US\$	US \$	US\$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
<b>Junio 1994</b>														
A.1. Personal Propio			87,328.00		20,810.40		10,851.89					147.00		
A.2. Personal de Terceros														
B. Combustible			12,347.00											
C.1. Compra de Equipos			18.10											
C.2. Utilización de Equipo Propio			52,484.00				4,883.00							
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros			63,781.58		3,882.15		32,801.83							
D.2. Contratación de Servicios de Terceros			48,733.58		33,835.81		3,670.74							
F. Transporte Aéreo			29,523.94		135,400.00							15,178.00		
H. Gastos Varios Generales			895.45		14,288.01									
			275,881.84		208,008.47		52,107.48					15,325.00		
<b>Agosto 1994</b>					75,082.50				11,207.74			639.00		
A.1. Personal Propio														
A.2. Personal de Terceros														
B. Combustible					11,755.00									
C.1. Compra de Equipos														
C.2. Utilización de Equipo Propio					52,824.00		4,883.00							
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros					12,042.82		87,348.88							
D.2. Contratación de Servicios de Terceros					1,188.38		12,826.20							
E.1. Compra de Materiales					122,802.00		871.87							
F. Transporte Aéreo					79,170.00							12,802.00		
H. Gastos Varios Generales					15,270.37									
					388,848.07		105,830.75		11,207.74			13,441.00		
<b>Septiembre 1994</b>							78,334.00		10,846.20			1,800.00		
A.1. Personal Propio														
A.2. Personal de Terceros														
B. Combustible							10,393.00							
C.1. Compra de Equipos							243.38							
C.2. Utilización de Equipo Propio							52,177.00							
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros							119,334.23							
D.2. Contratación de Servicios de Terceros							14,378.58							
E.1. Compra de Materiales							1,104.15							
F. Transporte Aéreo					10,400.00							1,188.00		
H. Gastos Varios Generales					13,315.80		319.83							
					23,715.80		274,283.98		10,846.20			3,088.00		
<b>Octubre 1994</b>							75,183.00		11,207.74			1,445.00		
A.1. Personal Propio														
A.2. Personal de Terceros														
B. Combustible							12,208.00							
C.1. Compra de Equipos														
C.2. Utilización de Equipo Propio							78,888.00							
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros							110,732.87							
D.2. Contratación de Servicios de Terceros							15,838.23		835.42					
E.1. Compra de Materiales														
F. Transporte Aéreo							8,180.00							845.00
H. Gastos Varios Generales							13,284.83							
							314,333.73		12,043.18			1,445.00		845.00

**ANEXO B**  
**RESUMEN PRELIMINAR DE GASTOS CONSOLIDADOS**  
**SINESTRO P 916-94 ROTURA DEL OLEODUCTO NORPERUANO KM 285**

CLASIFICACION	INFORME 1 DEL 15.08.94 (1)		INFORME 2 DEL 27.10.94 (2)		INFORME 3 DEL 05.01.95		INFORME 4 DEL 15.04.95		INFORME 5 DEL 17.05.95		INFORME 6 DEL 18.07.95		INFORME 7 DEL 08.09.95	
	US \$	US\$	US \$	US\$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
<b>Noviembre, 1994</b>														
A.1. Personal Propio							76,261.30		10,846.20		2,372.00			
A.2. Personal de Terceros														
B. Combustible							12,058.00							
C.1. Compra de Equipos														
C.2. Utilización de Equipo Propio							58,887.00							
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros							19,898.47			83,146.39				
D.2. Contratación de Servicios de Terceros										10,853.42				
E.1. Compra de Materiales														
F. Transporte Aéreo							4,270.00				3,840.00		811.00	
H. Gastos Varios Generales							18,781.83			2,525.12	367.01			
							189,714.70		107,371.13	6,379.01	6,379.01		811.00	
<b>Diciembre, 1994</b>														
A.1. Personal Propio									74,706.82		2,028.00		455.00	
A.2. Personal de Terceros											515.45			
B. Combustible									8,270.00					
C.2. Utilización de Equipo Propio									54,884.00					
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros									12,084.91		79,393.74		1,637.21	
D.2. Contratación de Servicios de Terceros									10,233.17		254.55			
F. Transporte Aéreo											7,880.00			
H. Gastos Varios Generales									15,252.08		800.77			
									175,520.76		80,570.51		2,092.21	
<b>Enero 1995</b>														
A.1. Personal Propio											88,581.00		2,525.00	
A.2. Personal de Terceros											7,129.08			
B. Combustibles											11,163.00			
C.2. Utilización Equipo Propio											54,884.00			
C.3. Alquiler Equipo de Terceros											43,852.59		15,458.94	
D.2. Contratación de Servicios de Terceros										221.82	3,445.89			
E.1. Compra de Materiales														
F. Transporte Aéreo											5,994.00			
H. Gastos Varios Generales											14,018.81			
										221.82	208,989.17		17,981.94	
<b>Febrero, 1995</b>														
A.1. Personal Propio											88,104.00		2,509.00	
A.2. Personal de Terceros														
B. Combustibles											7,694.00			
C.2. Utilización Equipo Propio											54,758.80			
C.3. Alquiler Equipo de Terceros													88,218.27	
E.1. Compra de Materiales														
F. Transporte Aéreo											3,815.00		2,233.00	
H. Gastos Varios Generales											11,527.98		1,598.47	
											145,987.78		75,558.74	





**ANEXO III**  
**RESUMEN PRELIMINAR DE GASTOS CONSOLIDADOS**  
**SINIESTRO P 916-94 ROTURA DEL OLEODUCTO NORPERUANO KM 285**

CLASIFICACION	INFORME 1 DEL 15.08.94 (1)		INFORME 2 DEL 27.10.94 (2)		INFORME 3 DEL 05.01.95		INFORME 4 DEL 15.04.95		INFORME 5 DEL 17.05.95		INFORME 6 DEL 18.07.95		INFORME 7 DEL 08.09.95	
	US \$	US\$	US \$	US\$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
Diciembre 1995 A.1. Personal Propio F Transporte Aereo D Gastos Varios Generales														
<b>IV GASTOS POR RESTITUCION DEL CRUCE</b>		384,814.08		2,580,244.55		3,136,848.78		787,478.37		302,881.74		4,303,123.72		2,133,578.17
A.1. Personal Propio														
C.2. Utilizacion de Equipo Propio														
D.2. Contratación de Servicios de Terceros			2,580,244.55		3,136,848.78		787,478.37		302,881.74		4,303,123.72		2,133,578.17	
E.1. Compra de Materiales	384,814.08													
E.2. Utilizacion de Material Propio														
<b>V LICRO CESANTE</b>				550,301.35		448,117.82		0.00						
Por Paralización de Bombas			550,301.35		448,117.82									
<b>TOTAL RECLAMO POR INFORME</b>	(1) Revisado	3,053,877.20	(2) En proceso de ajuste	4,468,841.08		4,288,818.89		1,781,832.85		620,072.85		4,817,347.17		3,340,821.85

ANEXO III  
RESUMEN PRELIMINAR DE GASTOS CONSOLIDADOS  
SINIESTRO P 916-94 ROTURA DEL OLEODUCTO MORPERLIANO KM 285

CLASIFICACION	INFORME 9 DEL 19.10.95		INFORME 9 DEL 31.10.95		INFORME 10 DEL 28.11.95		INFORME 11 DEL 28.11.95		INFORME 12 DEL 10.01.96		INFORME 13 DEL 15.07.96		ACUMULADO AL 15.07.96	
	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
PERDIDA DE CRUDO														383,362.00
<b>I. GASTOS DE EMERGENCIA</b>				1,177.27				0.00		11,639.85		99,985.79		1,848,750.58
A.1. Personal Propio														486,550.80
A.2. Personal de Terceros			1,177.27											5,457.30
B. Combustible														4,558.12
C.1. Compra de Equipos														1,215.80
C.2. Utilización de Equipo Propio											1,316.00			183,714.29
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros														33,008.83
D.1. Utilización de Servicios Propios														1,202.28
D.2. Contratación de Servicios de Terceros														89,482.36
E.1. Compra de Materiales									11,073.45					104,144.50
E.2. Utilización de materiales propios											88,091.45			394,828.21
F. Transporte Aéreo														334,584.00
G. Indemnización de Daños a Terceros														0.00
H. Gastos Varios Generales									588.40			578.34		26,214.40
<b>II. GASTOS DE OPERACION DEL SISTEMA DE B.</b>		289,375.89		485,830.82		0.00		114,207.58		281,758.83		86,132.50		7,549,214.59
<u>Del 24/04/94 al 31/05/94</u>														
A.1. Personal Propio												146.00		575,089.04
A.2. Personal de Terceros				3,813.84										5,849.38
B. Combustible														12,853.59
C.1. Compra de Equipos									13,598.02					27,188.04
C.2. Utilización de Equipo Propio														184,837.83
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros														178,244.17
D.1. Utilización de Servicios Propios														1,794.88
D.2. Contratación de Servicios de Terceros														129,790.88
E.1. Compra de Materiales									75,162.82					258,275.09
E.2. Utilización de materiales propios											77,888.50			77,888.50
F. Transporte Aéreo														487,855.00
H. Gastos Varios Generales									283.20					52,814.17
				3,813.84				0.00	88,043.84			77,814.50		1,893,048.20
<u>Junio 1994</u>														
A.1. Personal Propio												108.00		107,752.77
A.2. Personal de Terceros				1,908.82										5,832.32
B. Combustible														12,505.00
C.1. Compra de Equipos														12,852.29
C.2. Utilización de Equipo Propio														53,782.00
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros														112,062.33
D.2. Contratación de Servicios de Terceros														2,488.24
E.1. Compra de Materiales														36,458.81
F. Transporte Aéreo														187,894.00
H. Gastos Varios Generales														49,784.59
				1,908.82								108.00		591,560.35

ANEXO III  
RESUMEN PRELIMINAR DE GASTOS CONSOLIDADOS  
SINIESTRO P 916-94 ROTURA DEL OLEODUCTO NORPERUANO KM 285

CLASIFICACION	INFORME 9 DEL 19.10.85		INFORME 9 DEL 31.10.85		INFORME 10 DEL 28.11.85		INFORME 11 DEL 28.11.85		INFORME 12 DEL 10.01.86		INFORME 13 DEL 15.02.86		ACUMULADO AL 15.02.86	
	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
<b>Noviembre 1984</b>														
A.1. Personal Propio														69,478.50
A.2. Personal de Terceros			4,863.84											4,863.84
B. Combustible														12,058.00
C.1. Compra de Equipos														0.00
C.2. Utilización de Equipo Propio														58,667.00
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros														102,842.88
D.2. Contratación de Servicios de Terceros														10,853.42
E.1. Compra de Materiales														0.00
F. Transporte Aéreo														8,721.00
H. Gastos Varios Generales														21,854.08
			4,863.84											308,138.48
<b>Diciembre 1984</b>														
A.1. Personal Propio														77,187.82
A.2. Personal de Terceros			4,863.84											5,378.09
B. Combustible														8,270.00
C.2. Utilización de Equipo Propio														54,894.00
C.3. Alquiler de Equipo de Terceros														93,085.88
D.2. Contratación de Servicios de Terceros														10,487.72
F. Transporte Aéreo														7,880.00
H. Gastos Varios Generales														15,752.83
			4,863.84											273,047.12
<b>Enero 1985</b>														
A.1. Personal Propio														71,108.00
A.2. Personal de Terceros			4,755.58											11,884.84
B. Combustibles														11,163.00
C.2. Utilización Equipo Propio														54,894.00
C.3. Alquiler Equipo de Terceros														58,118.53
D.2. Contratación de Servicios de Terceros														3,867.81
E.1. Compra de Materiales			349.28											349.28
F. Transporte Aéreo														5,894.00
H. Gastos Varios Generales														14,019.81
			5,104.84					0.00						232,287.87
<b>Febrero 1985</b>														
A.1. Personal Propio														70,613.00
A.2. Personal de Terceros			4,755.58											4,755.58
B. Combustibles														7,884.00
C.2. Utilización Equipo Propio														54,758.80
C.3. Alquiler Equipo de Terceros														88,218.27
E.1. Compra de Materiales			377.80											377.80
F. Transporte Aéreo														8,148.00
H. Gastos Varios Generales														13,127.43
			5,133.16					0.00						226,880.88





CLASIFICACION	INFORME 8 DEL 18.10.85		INFORME 9 DEL 31.10.85		INFORME 10 DEL 28.11.85		INFORME 11 DEL 28.11.85		INFORME 12 DEL 10.01.86		INFORME 13 DEL 15.02.86		ACUMULADO AL 15.02.86	
	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
<b>JUNIO 1985</b>														
A.1. Personal Propio			81,803.00		180.00								81,783.00	
B Combustibles			14,227.20										14,227.20	
C.2 Utilización Equipo Propio			55,890.00										55,890.00	
C.3 Alquiler Equipo de Terceros	11,832.44		22,472.32		2,775.88				18,833.18				36,860.82	
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					15,529.87								32,383.13	
E.1 Compra de Materiales			105.02		1,534.24								1,839.28	
F Transporte Aereo			1,581.70										1,581.70	
H Gastos Varios Generales			12,838.44		2,273.88		1,087.88						15,851.31	
	11,832.44		188,528.88		22,253.88		1,087.88		18,833.18				240,338.27	
<b>AGOSTO 1985</b>														
A.1.-Personal Propio			75,850.70		2,987.80								78,847.30	
A.2. Personal de Terceros					4,835.84								4,835.84	
B Combustibles			8,508.80										8,508.80	
C.1. Compra de Equipos			103.25		455.78								559.01	
C.2 Utilización Equipo Propio			54,815.00										54,815.00	
C.3 Alquiler Equipo de Terceros					14,087.28								14,087.28	
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					12,049.42				18,173.82				28,223.34	
E.1 Compra de Materiales			103.84		185.40								289.24	
F Transporte Aereo			4,824.48										4,824.48	
H Gastos Varios Generales			12,448.44		554.37		1,152.73						14,155.54	
			154,781.31		35,185.48		1,152.73		18,173.82				207,253.44	
<b>SEPTIEMBRE 1985</b>														
A.1.-Personal Propio					84,328.00								84,328.00	
A.2. Personal de Terceros					8,202.08								8,202.08	
B Combustibles					10,558.88								10,558.88	
C.2 Utilización Equipo Propio					54,500.00								54,500.00	
C.3 Alquiler Equipo de Terceros					13,832.14								13,832.14	
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					11,804.88		17,340.31		55,703.84				84,848.84	
E.1 Compra de Materiales					1,471.82								1,471.82	
F Transporte Aereo					520.00								520.00	
H Gastos Varios Generales					11,728.88		191.18						11,819.85	
					184,747.20		17,531.47		55,703.84				287,882.31	
<b>OCTUBRE 1985</b>														
A.1. Personal Propio					78,825.30								78,825.30	
A.2. Personal de Terceros					5,550.72								5,550.72	
B Combustibles					14,278.84								14,278.84	
C.2 Utilización Equipo Propio					48,580.00								48,580.00	
C.3 Alquiler Equipo de Terceros					8,851.13								8,851.13	
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					8,575.48		52,156.83		37,089.57				85,801.88	
E.1 Compra de Materiales					874.85								874.85	
F Transporte Aereo					2,180.00		18,807.82						20,887.82	
H Gastos Varios Generales					8,278.82		8,258.50						14,539.12	
					174,886.74		77,224.15		37,089.57				288,188.48	
<b>NOVIEMBRE 1985</b>														
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					29,824.31		17,211.25						47,035.56	
F Transporte Aereo									5,330.00				5,330.00	
H Gastos Varios Generales					1,324.78								1,324.78	
					31,149.07		17,211.25		5,330.00				53,890.32	

CLASIFICACION	INFORME 8 DEL 19.10.85		INFORME 9 DEL 31.10.85		INFORME 10 DEL 28.11.85		INFORME 11 DEL 28.11.85		INFORME 12 DEL 10.01.86		INFORME 13 DEL 15.02.86		ACUMULADO AL 15.02.86	
	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
<b>Julio 1985</b>														
A.1. Personal Propio			81,803.00		180.00									81,783.00
B Combustibles			14,227.20											14,227.20
C.2 Utilizacion Equipo Propio			55,890.00											55,890.00
C.3 Alquiler Equipo de Terceros	11,832.44		22,472.32		2,775.86									36,860.82
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					15,529.87				18,833.18					32,383.13
E.1 Compra de Materiales			105.02		1,534.24									1,639.26
F Transporte Aereo			1,581.70											1,581.70
H Gastos Varios Generales			12,638.44		2,223.89		1,087.86							15,951.31
	11,832.44		188,528.88		22,253.86		1,087.86		18,833.18					240,338.22
<b>Agosto 1985</b>														
A.1. Personal Propio			75,858.70		2,987.80									78,947.30
A.2. Personal de Terceros					4,835.84									4,835.84
B Combustibles			6,908.80											6,508.80
C.1. Compra de Equipos			103.25		455.78									558.01
C.2 Utilizacion Equipo Propio			54,815.00											54,815.00
C.3 Alquiler Equipo de Terceros					14,087.29									14,087.29
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					12,048.42				18,173.82					26,223.34
E.1 Compra de Materiales			103.84		185.40									289.24
F Transporte Aereo			4,824.48											4,824.48
H Gastos Varios Generales			12,448.44		554.37		1,152.73							14,155.54
			154,781.31		35,165.48		1,152.73		18,173.82					207,253.44
<b>Septiembre 1985</b>														
A.1. Personal Propio					84,328.00									84,328.00
A.2. Personal de Terceros					8,202.08									6,202.08
B Combustibles					10,558.88									10,558.88
C.2 Utilizacion Equipo Propio					54,500.00									54,500.00
C.3 Alquiler Equipo de Terceros					13,832.14									13,832.14
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					11,804.88		17,340.31		55,703.84					84,848.94
E.1 Compra de Materiales					1,471.82									1,471.82
F Transporte Aereo					520.00									520.00
H Gastos Varios Generales					11,728.88		191.18							11,819.85
					194,747.20		17,531.47		55,703.84					287,982.31
<b>Octubre 1985</b>														
A.1. Personal Propio					78,925.30									78,925.30
A.2. Personal de Terceros					5,550.72									5,550.72
B Combustibles					14,278.84									14,278.84
C.2 Utilizacion Equipo Propio					48,580.00									48,580.00
C.3 Alquiler Equipo de Terceros					8,851.13									8,851.13
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					8,575.48		52,156.83		37,089.57					85,801.88
E.1 Compra de Materiales					874.85									874.85
F Transporte Aereo					2,180.00		18,807.82							20,887.82
H Gastos Varios Generales					8,278.82		8,258.50							14,539.12
					174,886.74		77,224.15		37,089.57					288,180.46
<b>Noviembre 1985</b>														
D.2 Contratación de Servicios de Terceros					29,824.31		17,211.25							47,035.58
F Transporte Aereo									5,330.00					5,330.00
H Gastos Varios Generales					1,324.78									1,324.78
					31,149.07		17,211.25		5,330.00					53,690.32

**RESUMEN PRELIMINAR DE GASTOS CONSOLIDADOS  
SINIESTRO P 916-94 ROTURA DEL OLEODUCTO NORPERUANO KM 285**

CLASIFICACION	INFORME 8 DEL 19.10.95		INFORME 9 DEL 31.10.95		INFORME 10 DEL 28.11.95		INFORME 11 DEL 28.11.95		INFORME 12 DEL 10.01.96		INFORME 13 DEL 15.02.96		ACUMULADO AL 15.02.96	
	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
Diciembre 1995														
A.1. Personal Propio									88,000.00				88,000.00	
F. Transporte Aereo									802.70				802.70	
0 Gastos Varios Generales									5,000.00				5,000.00	
									71,802.70				71,802.70	
<b>IV GASTOS POR RESTITUCION DEL CRUCE</b>			848,477.57		40,721.88		1,259,285.00			837,392.02			18,575,827.97	
A.1. Personal Propio					31,515.85		25,508.08						57,023.91	
C.2. Utilizacion de Equipo Propio					1,554.88								1,554.88	
D.2. Contratacion de Servicios de Terceros			848,477.57				1,233,776.94		837,392.02				18,144,783.84	
E.1. Compra de Materiales													384,814.08	
E.2. Utilizacion de Material Propio					7,851.28								7,851.28	
<b>V LICRO CESANTE</b>													998,418.97	
Por Paralización de Bombeo													888,418.97	
<b>TOTAL RECLAMO POR INFORME</b>		280,375.88	1,318,285.88		40,721.99		1,373,492.58		1,140,788.70		188,118.29		27,183,804.12	



**TESR-OP-CF-628-96**

Lima, 10 de Junio, 1996

**RECIBIDO**

12 JUN 1996

ARRON

**AJUSTADORES Y ASOC. SORA**

Señores  
**G.S. BRYAN.**  
**BARRON AJUSTADORES**  
**Y ASOCIADOS S.C.R.L.**  
Presente

At.: Sr. G.S. Bryan  
At.: Sr. Eduardo Barrón D.

Ref.: Siniestro PP-916 Oleoducto Nor-Peruano  
Del 30.03.94

Nos referimos al tenor de las conversaciones sostenidas con ustedes el Jueves 30 y Viernes 31 de Mayo pasado, en las cuales analizamos en conjunto los alcances del ajuste enviado con su carta 385/96 del 6 del mismo mes.

En primer lugar, deseamos expresarles nuestro reconocimiento por su labor desarrollada como Ajustadores designados para este reclamo que concluyó con formular su propuesta, la misma que fuera analizada extensamente con ustedes y de cuyos resultados consideramos oportuno expresarles nuestros comentarios:

1. Pérdida de Crudo:

Nos complace haber llegado a concordancia entre nuestros montos sustentados y el ajuste efectuado por ustedes.

2. Instalación Provisional:

	<u>US\$</u>
El reclamo presentado por nosotros ascendió a:	1'646,751
Hemos descontado por concepto de I.G.V.	<u>49,648</u>
Neto Reclamado	1'597,102
El ajuste efectuado por ustedes y por las razones que indican en su carta, ha sido establecido en:	<u>1'422,260</u>
<b>Total No Reconocido:</b>	<b>174,842</b>

**Este saldo no reconocido corresponde básicamente a gasto de personal propio y representa el 37% del total del gasto por horas hombre sustentado por la empresa, para este rubro , recorte que consideramos excesivo.**

3. Sistema de Barcazas:

	<u>US\$</u>
El monto presentado por PETROPERU asciende a	7'549,215
En la revisión efectuada por ustedes se encontraron errores de cálculo por	30,314
Por concepto de I.G.V. corresponde deducir	<u>225,458</u>
<b>Monto total reclamado</b>	<b>7'354,071</b>

El ajuste efectuado por ustedes ha sido establecido en	5'080,277
<b>Total No Reconocido</b>	<b>2'273,794</b>

**El saldo no reconocido incluye un monto de US\$ 635,384, que representa un 20% del gasto total, constituido básicamente por mano de obra empleada y utilización de equipo propio.**

Adicionalmente a lo anterior, en su ajuste contemplan cuatro descuentos como consecuencia de:

3.1 US\$ 470,670 por demoras entre el día del siniestro y el comienzo de obras.

Con respecto a los descuentos consideramos oportuno ratificar lo expresado a ustedes en las diferentes conversaciones sostenidas durante el transcurso de la reparación.

Reiteradamente hemos expresado a ustedes nuestro criterio frente a esta contribución, en donde significativamente la mayor incidencia fue en las etapas correspondientes a los estudios de planes de solución y bases establecidas por los Señores GIE, repartición de bases y otorgamiento al mejor postor. Lo contrario sería desconocer elementales procedimientos administrativos que son propios en empresas como la nuestra y que tienen que ser de conocimiento de los Reaseguradores cuando asumen el riesgo de la cobertura.

En ambos casos, consideramos que la Empresa es totalmente ajena a este problema y no debe ser objeto de penalización. No obstante podemos entender los argumentos expresados por ustedes aún cuando no compartimos la severidad en dicha contribución.

Al margen de lo anterior debe tenerse presente que en el cálculo efectuado por ustedes de 223 días, corresponde al período desde la fecha del siniestro y el comienzo de las obras, sobre el cual nos aplica un descuento de un 20% por considerar demoras imputables a la empresa.

Sobre este particular consideramos, en todo caso, que el período debió computarse a lo menos desde la fecha del siniestro hasta el momento que la empresa otorga la Buena Pro al contratista encargado de la reparación toda vez que desde dicha fecha hasta el momento del inicio de las obras, mal puede imputarse como de nuestra responsabilidad.

3.2 US\$ 994,365 por contribución de la Empresa como consecuencia de un promedio mayor de petróleo bombeado después del siniestro, comparado con el término medio anterior a la fecha del siniestro.

Con respecto a la contribución que se nos exige como consecuencia de un mayor bombeo durante todo el período posterior a la fecha del siniestro hasta su total reparación, estamos en total desacuerdo con este principio y fuimos particularmente enfáticos en señalar nuestra posición en este punto.

El resultado del mayor bombeo es consecuencia directa de un mayor número de pozos en producción y con un rendimiento mayor al esperado cuya evidencia y justificación les fue alcanzada.

Consecuencia de lo anterior, es que durante los doce meses anteriores a la fecha del siniestro, el promedio de bombeo ascendió a 21,130 barriles diarios en

circunstancias que desde los días previos y en los 547 días posteriores al siniestro, el promedio diario se elevó a 24,813 barriles.

Sobre este particular, debemos insistir que todo el costo invertido en el sistema de barcazas ha tenido por objeto eliminar una paralización en el Sector Selva cuyo costo fijo por barril asciende a US\$ 3.00 aproximadamente, en circunstancias que el costo invertido en esta solución alterna ascendió a US\$ 0.495 por barril.

Demás está mencionar los alcances que una paralización en el Sector Selva hubiera ocasionado, tanto en la paralización del Oleoducto, Tramos 1 al 5, como los mayores costos en las refinerías y/o como consecuencia de la importación de combustible para atender las demandas normales que la Empresa abastece.

Hemos presentado todo el sustento adecuado y necesario para que el seguro indemnice la totalidad de los costos adicionales, no solamente por aquellos que corresponden al término medio anterior al siniestro, sino que por el total de la producción, provisto que esta mayor producción fue esperada, conocida y planificada por la Empresa.

3.3 US\$ 173,375 por ahorro en el costo variable como consecuencia de la menor energía utilizada entre las Estaciones 1 y 5.

Con respecto a la contribución de ahorro de costos variable de bombeo en la reunión sostenida con ustedes, hemos coincidido en dicha contribución.

3.4 Diferencia de promedios de bombeo en los tres meses posteriores a la fecha de siniestro. Este descuento no ha sido cuantificado.

En consecuencia, con respecto a esta Sección, debemos expresarles que no obstante lo sustentado con respecto a la contribución por demoras, la Empresa contempla participar en el recorte señalado por ustedes.

Con respecto a la contribución por mayor gasto incurrido por mayor cantidad de bombeo, solicitamos que ésta sea eliminada y sometida por consiguiente a la consideración de los Reaseguradores.

En virtud de lo anterior, consideramos asimismo, que la contribución por demora y por gastos variables de bombeo debería ser calculada sobre la base del volumen bombeado, debiendo aumentarse, por consiguiente, el monto indemnizado de esta Sección en US\$ 882,231 a un total de US\$ 5'962,508 al margen del menor descuento por contribución a las demoras.

4 Reposición del Sistema:

	<u>US\$</u>
Monto total reclamado según PETROPERU S.A.:	16'575,829
Monto total reclamado según Ajustador:	16'575,815
Descuento por I.G.V.:	<u>2'390,801</u>
Monto neto reclamo:	14'185,014
Monto ajustado propuesto por Uds.:	<u>10'855,997</u>
<b>Total no reconocido</b>	<b>3'329,017</b>

PETROPERU S.A. ha sustentado y ustedes han reconocido que debe adicionarse a la suma reclamada la cantidad de US\$ 96,576 por concepto del fondo de garantía.

monto que fuera retenido por PETROPERU S.A. de las facturas pagadas a CEFOISA, razón por la cual dicho importe no fué reclamado en los 13 informes de gastos presentados, pero que su devolución al contratista debe efectuarse necesariamente. Como consecuencia, el monto reclamado neto (sin IGV).

El total no reconocido resultante del ajuste se debe principalmente a dos conceptos

4.1 US\$ 492,015 por penalidades al Contrato de CEFOISA, derivada de moras

Ha quedado demostrado la improcedencia del descuento por multas a CEFOISA

4.2 US\$ 2'856,318 por mejoras en el sistema de instalación de la tubería.

Con respecto al concepto de mejoras, calculadas por ustedes en un 20% sobre el monto neto reclamado (US\$ 14'281,590); nos remitimos a nuestro Anexo No 1 con la sustentación técnica que consideramos aceptable para cuantificar las mejoras pero con una incidencia porcentual más baja que la que ustedes calculan.

Por lo anterior, es evidente una divergencia entre los planteamientos formulados por ustedes y nuestro reclamo, provisto que en términos cuantificables aceptamos como mejora: los gastos de instalación de válvulas, mayor espesor en la pared del tubo mayor costo de la tubería y menor costo en mayores defensas y/o monitoreo equivalentes a US\$ 744,250 en total.

Provisto que la contribución por mejoras ha sido establecida en US\$ 2'856 318 persiste un descuento de US\$ 2'112,068.

5 Paralización del Sistema:

	<u>US\$</u>
Monto reclamado neto.	998,419
Monto ajustado propuesto por Uds.:	(*) <u>687,943</u>
<b>Total no reconocido</b>	<b>310,476</b>

(\*) Monto revisado sin errores de cálculo.

El total no reconocido resultante del ajuste, principalmente se debe a 2 conceptos

- 1 US\$ 233,380 por una corrección en el costo unitario fijo por producción de crudo al detrarse el monto de las regalías de los costos totales en selva
- 2 US\$ 77,096 por una menor base para el cálculo de costos fijos durante los 24 días de paralización, es decir la utilización del volumen histórico de bombeo v/s el proyectado propuesto por PETROPERU S.A.

**CONCLUSION:**

Como resultado del presente análisis y, de acuerdo a su elaboración se desprende

1. A pesar de los argumentos sustentados y con el propósito de encontrar un camino expedito a un pronto acuerdo final de ajuste indemnizatorio, la empresa contempla la alternativa de aceptar la totalidad de las cifras recomendadas por ustedes, con excepción de:
  - 1.1 Los descuentos indebidos aplicados al contrato de CEFOISA, incrementando previamente el monto correspondiente al fondo de garantía no incluido. Conceptos ya aceptados por ustedes.



- 1.2 La aplicación de una contribución como consecuencia de un mayor volúmen bombeado, derivado de una mayor producción.
2. Dejando constancia de nuestro desacuerdo en el descuento por las demoras en la iniciación de las obras, calculadas en US\$ 470,670 y sobre el cual no insistimos en aras de una solución final, sometemos a consideración de ustedes una transacción en partes iguales, con respecto a la contribución por las mejoras en la instalación del cruce sobre US\$ 2'112,068.

En caso de ser aceptado el presente planteamiento, estamos a su disposición para la firma del Convenio de Ajuste correspondiente.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Vinicio Urdaneta B. - Gerente  
Función Finanzas





## DIVISION OLEODUCTO

### COSTO OPERATIVO DE TRANSPORTE DE CRUDO EN EL ONP

#### TRAMO I (Est. 1- Est. 5)

- . El costo para el tramo I acumulado a Marzo-94 asciende a : S/. 1,883,861
- . El volumen transportado acumulado a Marzo-94 es: 1'936,393 Bls.
- . El costo operativo unitario a Marzo- 94 es por tanto: 0.45 US\$/Bl.
- . El 92.4 % corresponde a costos fijos y el 7.6% a costos variables.
- . Por lo tanto el costo operativo unitario fijo a Marzo-94 es: 0.42 US\$/Bl

#### TRAMO II (Est. 5- Bayóvar)

- . El costo para el tramo II acumulado a Marzo-94 asciende a : S/. 9,173,920
- . El volumen transportado acumulado a Marzo-94 es: 7'347,514 Bls
- . El costo operativo unitario a Marzo- 94 es por tanto: 0.58 US\$/Bl.
- . El 85.1 % corresponde a costos fijos y el 14.9% a costos variables.
- . Por lo tanto el costo operativo unitario fijo a Marzo-94 es: 0.49 US\$/Bl

. El costo operativo unitario fijo tramo I + tramo II es = 0.91 US\$/Bl

- . Cabe resaltar que los porcentajes de fijos y variables se determinan en relación a la actividad de transporte ó volumen transportado.
- . Los costos que corresponden a los tramos ó centros de negocio se han determinado en base al **gasto directo** que demanda la operación de Est.1- Est.5 , de Est 5 - Bay. y los **gastos de apoyo** o indirectos de las demás dependencias de Ole distribuidos en función al servicio prestado al tramo.



# PETROLEOS DEL PERU

TESR-CF-1406-94

San Isidro, 26 de Mayo,

Señores

EL PACIFICO-PERUANO SUIZA  
CIA. DE SEGUROS Y REASEGUROS  
Av. Arequipa 660  
LIMA 1

Att.: Sr. Juan Carlos Rizo Patrón  
Gerente de Operaciones

Ref.: Sntro. FP-916 del 30.03.94  
Rotura del Oleoducto

Con relación a las observaciones que los Reaseguradores le planteado respecto al siniestro de la referencia, que no hicieron llegar con sus cartas GO-234-94 (11.05.94) y GO-380- (20.05.94) y que comentaran con su fax GO-335/94 (12.05.94) hacemos las siguientes precisiones con las cuales consideramos debe quedar completamente aclarado el asunto.

## Tendido de la Tubería

Esta información fue proporcionada completamente a solicitud Alexander & Alexander al inicio de la presente vigencia:

- Longitud de tubería enterrada
- Longitud sobre superficie
- Longitud en canal de flotación
- Longitud en cruces de ríos
- Longitud en cruces aéreos
- Cantidad de cruces de ríos

El tendido de la tubería no ha variado desde su construcción en 1977, lo cual es de conocimiento de HCC, quienes han participado en nuestro programa durante los últimos 5 periodos.

## Reparaciones al Oleoducto

Todos los trabajos de reparación en el Oleoducto se han efectuado con bases técnicas, siguiendo las normas de la buena práctica de la Ingeniería, y soportados en los estudios técnicos necesarios.

El mantenimiento del Oleoducto se realiza siguiendo un programa pre-establecido, en ese sentido los trabajos realizados en 1992 en el Cruce del Marañón, Km. 285 ONP, constituyen parte del Proyecto de Afianzamiento del Oleoducto iniciado en 1984.

**PETROPERU S.A.**

PASEO DE LA REPUBLICA 3281, APARTADOS 3128 - 1081, LIMA, PERU  
TELEX 20303 - 25682, TELEFONOS 426000 - 428033, FAX 400747



ESR-CF-1517-94

- 2 -

Siniestro Km. 22.6 del Oleoducto del 27.10.92

Este siniestro fue reportado oportunamente a la Cía Aseguradora. A pesar de que la corrosión fue la causa del siniestro, éste ocurrió aproximadamente 200 Km. de la actual zona de rotura, siendo las condiciones ambientales, geográficas, tendido y características de la tubería diferentes a la de la zona presente siniestro.

Origen del Actual Siniestro

Queda plenamente descartada la posibilidad de corrosión como causa del siniestro, en base a la última inspección realizada por IPETRONIX INC. en Enero/Marzo 1993 mediante raspados electromagnéticos.

Agravamiento del Riesgo

PETROPERU S.A. siempre ha mantenido completa disposición para proporcionar información a los inspectores de los reaseguradores durante sus visitas y evaluación de las instalaciones, entendiéndose que es un riesgo conocido por los reaseguradores. Por lo tanto, los trabajos de reforzamiento que realizó PETROPERU S.A. en 1992, de ninguna manera constituyen agravamiento del riesgo, puesto que estos se efectuaron como parte de un plan para el Afianzamiento del Oleoducto.

Para mayor esclarecimiento, adjuntamos el informe "Trabajos de Afianzamiento del Oleoducto - Cruce Río Marañón", que resume las principales actividades de los últimos años.

Asimismo, estamos remitiendo el Informe No. 1 al 10.05.94, que describe el origen y características del siniestro, así como las acciones tomadas para superarlo, con los correspondientes estimados de costos; una copia del cual remitimos a los señores Barrón Ajustadores.

En relación a las observaciones de HCC en su fax del 18.05.94, en el cual incluyen la comunicación GSB-L2246 de G.S. Bryan and Associates Inc. les comunicamos que nuestros ingenieros Juan José Vásquez y Roberto Camino estarán viajando el Domingo 29 de los próximos días a Houston a fin de entrevistarse con personal de Gulf Interstate Engineering, para discutir y definir aspectos tendientes a agilizar la selección de la firma que se encargará de la perforación dirigida. Al regreso de nuestros representantes de Houston, estaremos remitiendo la información complementaria a ese tema, que fuera solicitada por los reaseguradores, según su fax del 20.05.94.



# PETROLEOS DEL PERU

TESR-CF-1517-94

- 3 -

Finalmente, aprovechamos la oportunidad para solicitarles que sirvan indicar a los Reaseguradores que toda información oficial sobre el Oleoducto y el presente siniestro deberá ser emitida por PETROPERU S.A.; para lo cual deberán canalizar su requerimiento a través de ustedes y/o Alexander & Alexander.

Atentamente,

Manuel Martel Martel - Gerente (e)  
Departamento Tesorería

cc.: Alexander & Alexander (Att.: Sr. José Manuel Prado)  
Barrón Ajustadores y Asociados S.C.R.L. (Att.: Sr. Eduardo Barrón)

PETROPERU S.A.

PASEO DE LA REPUBLICA 3361, APARTADOS 3126 - 1081, LIMA, PERU  
TELEX 20303 - 26692, TELEFONOS 425000 - 425033, FAX 400747

## INFORME "TRABAJOS DE AFIANZAMIENTO DEL OLEODUCTO

### CRUCE RIO MARAÑON

El presente informe, describe de manera resumida, el trabajo que ha tomado PETROPERU S.A. para proteger el Oleoducto especialmente en la zona del Río Marañón.

- 1.- El Cruce del Oleoducto Km. 285 ONF se construyó a un nivel igual que los otros cruces de ríos, dragando en el cauce del río, una zanja con las dimensiones y pendiente suficientes para garantizar el paso de las erosiones del cauce en el tiempo de vida del Oleoducto. Dicha pendiente ha mantenido a lo largo de los años.
- 2.- En los años siguientes, como consecuencia del paso de agua constante periódico se detecta la migración del cauce (en margen derecha), del cauce del río Marañón en la zona del cruce. Los ríos de la Selva son muy caudalosos fluyen en mayormente en extensas zonas planas, de pendiente y suelos erosionables, lo que origina cambios en su patrón de escurrimiento e hidrográfico. El río Marañón es uno de nuestros principales ríos con esas características.
- 3.- Desde 1984 hasta 1990, PETROPERU S.A. lleva a cabo el Proyecto de Afianzamiento del Oleoducto, PAO, mediante Contrato de Préstamo con el Banco Interamericano de Desarrollo - BID, en dicho Proyecto se consideró la ejecución de estudios en los principales cruces del Oleoducto con los ríos de Selva, con el objeto de determinar su estado y condiciones de operación. El cruce del Km. 285 ONF, estaba considerado dentro de dichos estudios.
- 4.- La ejecución de los estudios de los cruces subfluviales se encargó en 1989 a la Asociación LAGESA Ing's Consultores (Lima; Perú) + Morrison Knudsen Engineers (San Francisco USA), luego de un proceso de selección y concurso internacional, aprobado por el BID.
- 5.- Uno de los resultados de los estudios realizados en 1989 por LAGESA+MKE, indica un proceso erosivo del caudal del río Marañón del KM 285 ONF, que ha expuesto la tubería del Oleoducto, comprobándose que el estimado original había sido superado y que la migración del cauce se había incrementado más allá de lo normalmente esperado.

Ante esta situación proponen adoptar estructuras defensivas, consistentes en espigones sumergidos (vanos) de cobertura del tubo expuesto. Asimismo plantean la ejecución de un programa de observación y control del progreso del fenómeno erosivo. PETROPERU S.A. actuó de acuerdo a un plan de mantenimiento y corrección con los lineamientos y recomendaciones técnicas adecuadas (estudios realizados por LAGESA+MKE).

De la observación y control posterior del fenómeno erosivo recomendado por los estudios, en Agosto de 1992, se deribó y se construye el primer espigón sumergido, ubicado en el sector aguas arriba del cruce, trabajos que se culminaron en Febrero de 1993. En el estiaje de 1993 (Marzo-Setiembre), se efectúa el control y observación batimétrica del comportamiento de esta estructura, que nos indican el incremento de la depositación hacia la margen derecha en el sector posterior al espigón y también hacia el sector central del cruce y muestran una socavación activa en estos dos sectores. En tal sentido se programa, para el estiaje de 1994, proseguir con las obras de cobertura del tubo descubierto y relleno del lecho socavado.

Es de público conocimiento que la creciente extraordinaria de los ríos de la selva ocurrida en 1994, ha causado una serie de daños a instalaciones ribereñas en diferentes ciudades como Iquitos y Pucallpa, afectando en gran medida las instalaciones de PETROPERU S.A., y de las que se pudo sustraer el cruce del Oleoducto Nor Peruano con el Marañón. Esta creciente extraordinaria ha interrumpido el plan de afianzamiento de las obras en el cruce del O.N.P., programadas por el estiaje 1994.

May. 1994

S.O. DUCTO	MOVIMIENTO DE CRUDO		COCINSSA 94/04/05	
CRUDO RECIBIDO EN ESTACIONES 1, 5, ANDOAS Y BAYOVAR - BLS NETOS **				
MES : 03				
PROCEDENCIA	M E S		A N H O	
	ACUMULADO	PROMEDIO DIA	ACUMULADO	PROMEDIO DIA
OPSN .....	845,440	27,272	2,541,182	28,235
OXY .....	1,855,078	59,841	5,448,594	60,541
EST.1 .....	654,254 +	21,105	1,917,413 +	21,505
ANDOAS .....	1,895,034	61,130	5,437,152	60,415
TOTAL .....	2,549,288	82,235	7,354,565	81,710
EST.5 .....	2,539,749	81,927	7,442,213	82,691

REGION

LINE 4 COL



REMITIDO - CON - FAX - A - BARRERAS  
TRADUCCION DIA: 12.12.94

SINIESTRO PP-916-94

V LUCRO CESANTE

FOR PARALIZACION DEL BOMBEO

COSTOS FIJOS EN EL TRAMO I DEL 30.03 al 23.04

- 24 días de paralización
- Bombeo promedio 1er. Trimestre 1994 (Anexo I) 21,305 Bbls/Día
- Pronóstico de Bombeo Abril 1994 por producción nuevos pozos 24,660 Bbls/DÍA
- Costos fijos Tramo I (Est. 1 - Est. 5) (Anexo II) 0.42 US\$/Bbl.

MONTO LUCRO CESANTE

24,660 Bbls/Día x 0.42 US\$/Bbl x 24 días US\$ 248,572.80

COSTOS FIJOS EN EL TRAMO II DEL 30.03 al 23.04

MONTO DEL LUCRO CESANTE

24,660 Bbls/Día x 0.49 US\$/Bbl x 24 días US\$ 290,001.60

COSTO POR MAYOR CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TRAMO II-ABRIL

- En el Tramo II se bombea crudo que llega del Tramo I y crudo del Ramal Norte.
- El crudo de Ramal Norte es más pesado que la mezcla que normalmente es bombeada, por lo que se genera un mayor consumo de combustible en las turbo bombas del sistema.
- Mayor consumo combustible.

Consumo Especifico

Crudo 20 API (Ramal Norte)	0.242448 G1/Bbl.
Crudo Mezcla	0.231273 G1/Bbl.
Mayor consumo especifico	0.011175 G1/Bbl.

Valor bombeo de Est. 5 a Bayóvar en Abril 1,979,984 Bbls.

Costo del mayor consumo en  
1,979,984 Bbls. x 0.011175 G1/Bbls. x 0.53 US\$/G1 =  
US\$ 11,726.95

DISTRIBUCION DEL PRESUPUESTO OPERATIVO 1994

COSTO UNITARIO TOTAL Y POR TRAMOS

INFORME 2 V. LUGRO

ANEXO II - PAG. 5

MARZO 94

CENTRO DE COSTO	DIRECTOS	% FIJOS	CENTROS DE NEGOCIO					
			RAMAL NORTE		TRAMO I		5-BAYOVAR	
			S/.	% FIJOS	S/.	% FIJOS	S/.	% FIJOS
ESTACION No 1	768,523	84.59			768,523	84.59		
ESTACION ANDOAS	665,842	71.77	665,842	71.77				
ESTACION MORONA	395,405	80.72	395,405	80.72				
ESTACION 5	96,9322	65.96					96,9322	65.96
ESTACION 6	494,237	68.26					494,237	68.26
ESTACION 7	614,012	73.63					614,012	73.63
ESTACION 8	529,839	65.91					529,839	65.91
ESTACION 9	1,091,027	62.00					1,091,027	62.00
TERMINAL BAYOVAR	1,245,280	96.50					1,245,280	96.50
UNIDAD PLANEAMIENTO OPERATIVO	139,621	100.00	30,264	100.00	19,547	100.00	69,811	100.00
DEF. DEPARTAMENTO OPERACIONES	81,052	100.00	29,179	100.00	11,347	100.00	40,526	100.00
UNIDAD ORIENTE	22,239	97.24	8,451	97.24	8,896	97.24	4,891	97.24
UNIDAD OCCIDENTE	63,673	100.00					63,673	100.00
DIRECCION	87,209	98.55	31,395	98.55	12,209	98.55	43,605	98.55
ASESORIA RELACIONES PUBLICAS	24,462	100.00	8,806	100.00	3,425	100.00	12,231	100.00
LEGAL	28,174	100.00	10,143	100.00	3,944	100.00	14,087	100.00
PUNTO SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	57,050	100.00	5,705	100.00	5,135	100.00	46,211	100.00
UNIDAD SERVICIOS	417,089	98.02	41,709	98.02	41,709	98.02	333,671	98.02
PLANEAMIENTO	58,180	100.00	20,945	100.00	8,145	100.00	29,090	100.00
UNIDAD ADMINISTRACION CONTABLE	96,026	100.00	34,569	100.00	13,444	100.00	48,013	100.00
UNIDAD RECURSOS HUMANOS	59,429	95.17	8,914	95.17	12,480	95.17	38,035	95.17
RELACIONES INDUSTRIALES	156,870	93.04	23,531	93.04	39,218	93.04	94,122	93.04
SERVICIOS MEDICOS	259,149	98.92	38,872	98.92	51,830	98.92	168,447	98.92
DESARROLLO ORGANIZACIONAL	75,027	100.00	11,254	100.00	15,005	100.00	48,768	100.00
UNIDAD LOGISTICA	271,305	95.98	27,131	95.98	13,565	95.98	230,609	95.98
ALMACENES	272,634	93.43	27,263	93.43	27,263	93.43	218,107	93.43
SEGURIDAD	842,871	99.25	84,287	99.25	84,287	99.25	674,297	99.25
SISTEMAS	164,300	100.00	3,286	100.00	3,286	100.00	157,728	100.00
DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO	83,404	100.00	17,515	100.00	10,843	100.00	55,046	100.00
UNIDAD MANTENIMIENTO ESTACIONES	89,469	100.00	16,104	100.00	14,315	100.00	59,050	100.00
PLANEAMIENTO TURBINAS	317,801	99.49	31,780	99.49	31,780	99.49	254,241	99.49
PLANEAM. Y MANTENIM. DE ESTACION	513,590	99.29	159,213	99.29	77,039	99.29	277,339	99.29
MANTENIMIENTO COMUNICACIONES	296,406	99.84	26,677	99.84	68,173	99.84	201,556	99.84
UNIDAD INGENIERIA	90,343	100.00	18,972	100.00	11,745	100.00	59,626	100.00
INSPECCION Y EQUIPO	115,127	99.84	24,177	99.84	14,967	99.84	75,983	99.84
PROYECTOS Y ESTUDIOS ESPECIALES	1,119,86	100.00	29,817	100.00	18,458	100.00	93,711	100.00
DERECHO DE VIA	172,068	99.06	30,972	99.06	61,944	99.06	79,151	99.06
UNIDAD MANTENIMIENTO DE LINEA	205,921	98.74	10,297	98.74	10,297	98.74	185,328	98.74
PLANEAM. Y MANTENIM. DE TUBERIA	556,892	99.53	111,378	99.53	222,757	99.53	222,757	99.53
MOVIMIENTO DE TIERRAS	660,966	92.69	132,193	92.69	198,290	92.69	330,483	92.69
TOTAL GENERAL	13,193,830		2,136,046		1,883,864		9,173,920	
TOTAL (S/.)	13,193,830		2,136,046		1,883,864		9,173,920	
% FIJOS		86.4		86.7		92.4		85.1
% VARIABLES		13.6		13.3		7.6		14.9
VOLUMEN TRANSPORTADO (BLS)	7,347,514		5,456,333		1,936,393		7,347,514	
COSTO UNITARIO (US\$/ML)	0.83		0.18		0.45		0.59	

- A: EN FUNCION DEL VOLUMEN BOMBEO
- B: EN FUNCION DE ASESORIA Y APOYO ADMINISTRATIVO
- C: EN FUNCION DEL SERVICIO BRINDADO
- D: EN FUNCION DEL NUMERO DE PERSONAS
- E: EN FUNCION DEL No DE VIGILANTES Y POLICIA NACIONAL
- F: EN FUNCION DEL No DE ESTAC. Y No DE EQUIP. PRINCIPALES

- G: EN FUNCION DEL No DE TURBINAS
- H: No DE EQUIPOS PRINCIPALES
- I: No DE ANTENAS
- J: No DE KM DE TUBERIA Y No DE EQUIPO
- K: No DE TRABAJOS EN TUBERIA

HOJA EXPLICATIVA SOBRE PRODUCCION DIFERIDAEN EL LOTE No. 8 (SELVA)

- A consecuencia de la rotura del Oleoducto en el Km. 20 (Siniestro PP-916) la producción diferida en el Lote No. 8 fue de 74,562 barriles de petróleo en el período del 22 al 30 de Abril de 1994.

- Cuantificación de gastos operativos por menor producción:

Producción de	
Enero a Setiembre 1994	8'031,253 Bls.
Total Costos fijos	US\$ 48'235,039.00
Costo por barril	
<u>US\$ 48'235,039.00 = US\$ 6.01 x Bl.</u>	
8'031,253 Bls.            =====	
Montó reclamable al seguro (lucro cesante)	
74,562 Bls. x US\$ 6.01 =	US\$ 448,117.62
	=====

- Se adjunta documentación sustentatoria:

Hoja de la producción total Campo Selva, incluyendo producción diferida de campo por pozos cerrados.  
 Hoja específica sobre la producción diferida, indicando baterías y pozos.  
 Gráfico de la producción diferida  
 Producción del Lote No. 8, meses de Octubre, Noviembre, Diciembre 1993 y Enero, Febrero, Marzo y Abril 1994.  
 Hoja sobre los costos fijos, unitarios de Operación en Selva al nivel normal de producción período del 01.01.94 al 30.09.94.

A N E X O I

PETROPERU S.A.  
DIVISION PRODUCCION SELVA

1 - COSTOS UNIDADES UNITARIOS DE OPERACION EN SELVA AL NIVEL NORMAL DE PRODUCCION

COSTO TOTAL DIVISION PRODUCCION SELVA DEL 01-01-94 AL 30-09-94

		EN SOLES	EN DOLARES
<b><u>COSTOS VARIABLES</u></b>			
GASTOS DIRECTOS DE PERFORACION PRODUCCION (1)		77,406,153	35,134,625
MENOS:			
REGALIAS CONTABILIZADA (1)		(38,844,885)	(17,656,766)
DEPRECIACION Y AMORTIZACION CONTABILIZADA (1)		(23,093,132)	(10,496,675)
TOTAL GTOS.DIRECTOS PERFORAC.PRODUCCION		15,468,146	7,030,975
TOTAL GTOS.DIRECTOS SERVICIOS TECNICOS (1)		19,816,280	9,007,400
TOTAL GTOS.DIRECTOS TECNICO DE PETROLEC (1)		1,013,704	460,775
TOTAL COSTOS VARIABLES		36,298,130	16,499,150
<b><u>COSTOS FIJOS</u></b>			
TOTAL GTOS.DIRECTOS RECURSOS HUMANOS (1)		3,719,997	1,690,908
TOTAL GTOS.DIRECTOS SERVICIOS ADMINISTRAT. (1)		11,691,128	5,314,149
TOTAL GTOS.DIRECTOS ADMINIST. CONTABLE (1)		985,281	447,955
TOTAL GTOS. INDIRECTOS OF.PRINC.Y OTRAS OPER. (1)		3,468,464	1,576,575
		19,864,870	9,029,486
MAS:			
REGALIAS PAGADAS AL 30.09.94 (2)		55,159,085	25,072,311
DEPRECIACION Y AMORTIZACION ESTIMADA (3)		31,093,132	14,133,242
TOTAL COSTOS FIJOS		106,117,087	48,235,039

R E S U M E N

	FACTOR		
TOTAL COSTOS VARIABLES	0.255	36,298,130	16,499,150
TOTAL COSTOS FIJOS	0.745	106,117,087	48,235,039
COSTO TOTAL	1.000	142,415,217	64,734,189

COSTOS UNITARIOS

		S/. x barril	US \$ x barril
VARIABLES	TCV / TFFC	4.52	2.05
FIJOS	TCF / TFFC	13.21	6.01
TOTAL	TCT / TFFC	17.73	8.06

\* TFFC = Total produc.petróleo crudo (8'031,253 barriles al 30.09.94)

NOTA: La conversión se hizo al tipo de cambio promedio de S/. 2.20 por dólar

(1) Datos extraídos del reporte de ejecución preaupaental (C-430)

(2) Regalías totalmente pagadas por el Dpto. Tesorería

(3) Depreciación y Amortización incrementada más S/. 8'000,000

*4 de 01 x B.L.*

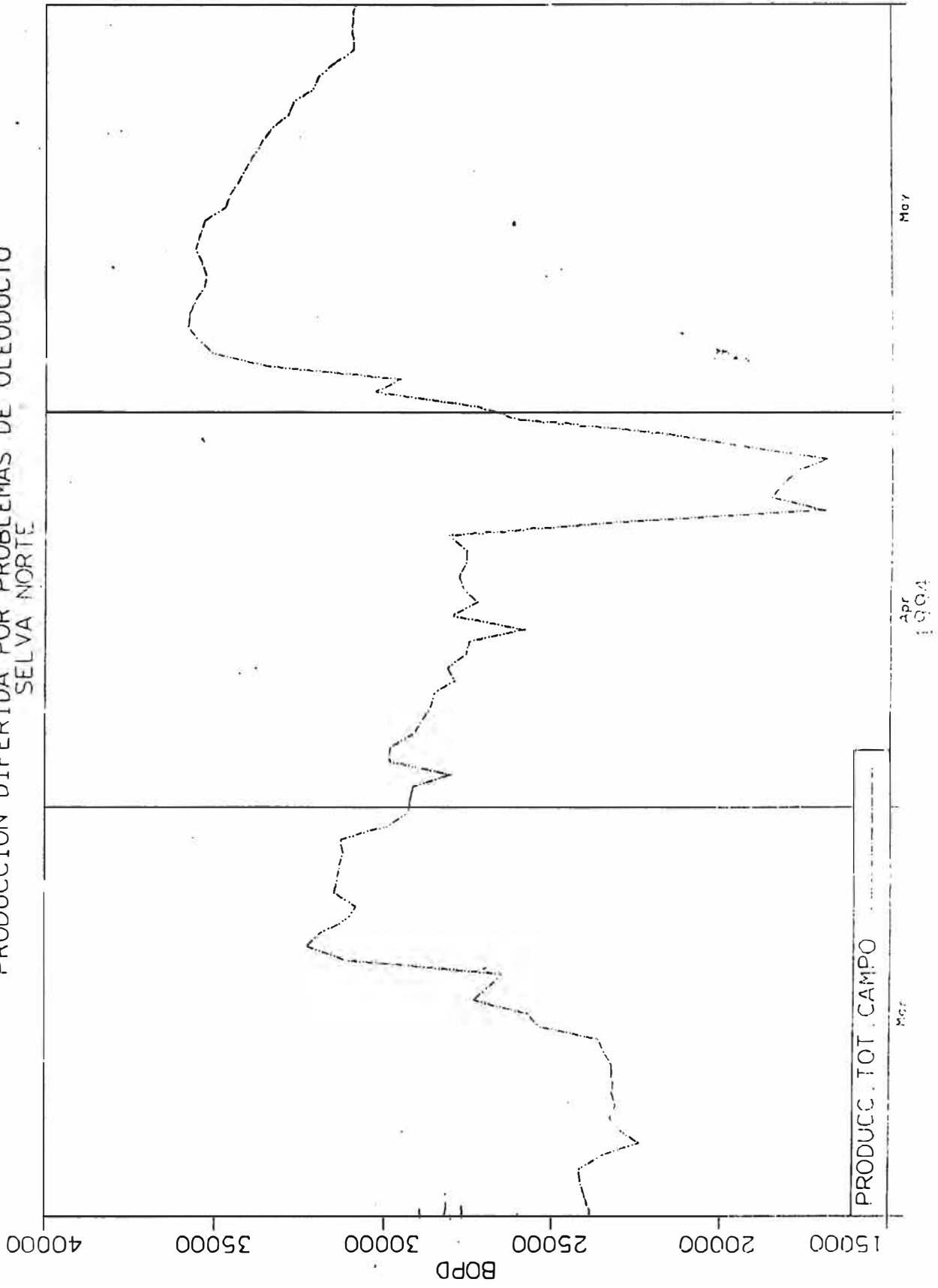
REGISTRATION  
S O F B

1953

1954

DIRS	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	APR
1	26196	27369	26892	27537	25299	23859	29277
2	25455	27067	26244	27327	24669	23990	29184
3	24426	26819	27016	27259	24132	24111	28014
4	24062	26821	26150	27310	24410	24156	29244
5	24062	26806	24440	27039	24449	23475	29867
6	24582	26935	23023	27161	24404	22945	29149
7	24777	26416	27390	24494	24292	22954	29944
8	25979	26999	26799	27069	24471	22265	29654
9	26947	26999	24079	26997	24469	21111	29646
10	25259	26799	24906	26794	24429	22201	27999
11	25996	26579	23947	26484	25009	23189	29152
12	25910	26999	23990	26991	25049	23174	27990
13	25957	26990	24999	26919	25067	23499	27990
14	26997	25719	26997	26481	24911	23991	29907
15	26995	24261	21070	26001	24449	23991	29019
16	26066	24994	27990	26101	24999	23709	27299
17	25916	25997	20189	26999	24079	27999	27979
18	24996	26261	24119	26261	24946	26997	27979
19	24992	26416	23999	26079	24919	26991	27987
20	25990	26291	25797	26009	24918	24117	27999
21	26992	27994	23999	26997	24991	23997	27999
22	26997	27999	23946	26296	24954	23979	27999
23	27996	26999	26199	26999	24999	23999	27999
24	27997	26999	23999	26999	24999	23999	27999
25	27999	26999	23946	26999	24999	23999	27999
26	27999	26999	23999	26999	24999	23999	27999
27	27999	26999	23999	26999	24999	23999	27999
28	27999	26999	23999	26999	24999	23999	27999
29	27999	26999	23999	26999	24999	23999	27999
30	27999	26999	23999	26999	24999	23999	27999
31	27999	26999	23999	26999	24999	23999	27999

PRODUCCION DIFERIDA POR PROBLEMAS DE OLEODUCTO SELVA NORTE



PRODUCCION DIFERIDA POR PROLEMAS  
DE OLEODUCTO

FECHA	PRODUCCION TOTAL CAMPO SELVA @ 60°F	PRODUCCION DIFERIDA DE CAMPO X POZOS CERRADOS
22-ABR	23,250	5,428
23-ABR	16,947	11,916
24-ABR	18,539	10,263
25-ABR	18,238	9,979
26-ABR	17,794	9,979
27-ABR	16,840	9,979
28-ABR	19,478	8,667
29-ABR	21,870	6,362
30-ABR	26,031	1,989
TOTAL	178,987	74,562

PRODUCCION DIFERIDA POR PROLEMAS DE OLEODUCTO

1994

	22-ABR	23-ABR	24-ABR	25-ABR	26-ABR	27-ABR	28-ABR	29-ABR	30-ABR	
11 XC	280	363	363	363	363	363	91			
106 D	520	253								
130 D	116	150	150	150	150	150	150	150	72	
	916	766	613	513	513	613	241	150	72	4,107
16 XCD		458	647	647	647	647	647	647	776	
16 XCO	336	207								
146 XCD		997	1,113	1,113	1,113	1,113	1,113	1,113	361	
61 D	445	610	610	610	610	610	610	610	169	
89 D	557	722	722	722	722	722	722	722	331	
90 D		221	312	312	312	312	312	312	85	
98 D	638	875	875	875	875	875	875	875	255	
	1,976	4,090	4,278	4,279	4,270	4,278	4,279	4,279	1,312	13,052
72 XCD	418	542	542	542	542	542	542	542	158	
73 XCO	369	479	479	479	479	479	479	479	201	
130 XC	592	778	778	778	778	778	519			
133 D	287	377	377	377	377	377	251			
134 D		706	912	912	912	912	912	912	247	
145 D			724	939	939	939	646			
146 D	870	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	798			
147 D		3,724	705							
	2,536	7,080	5,471	5,187	5,187	5,187	4,147	1,933	605	37,213
TOTAL DIFERIDA	5,428	11,916	10,263	9,979	9,979	9,978	8,667	6,362	1,909	4,552

COLINAH CARRONERO



